

Flexibilitätsoptionen im industriellen Umfeld an verschiedenen Energiehandelsmarktplätzen im Smart Grid

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

von

DIPL.-WIRTSCH.-ING. ALEXANDER VON SCHEVEN

Geboren am 6. März 1980 in Köln

Referent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung: 21.04.2015

Tag der mündlichen Prüfung: 08.07.2015

Darmstadt 2015

D 17

Widmung

Meinen Eltern und Großeltern

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Technischen Universität Darmstadt im Institut für Elektrische Energiesysteme am damaligen Fachgebiet Regenerative Energien unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf.

Das Thema der Arbeit entstand im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Forschungsprojekts „E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“. Neben der Bearbeitung wichtiger energietechnischer Fragestellungen über die vier Beschäftigungsjahre habe ich interessante Menschen kennen und schätzen gelernt. Durch die Kooperation mit der in.power GmbH aus Mainz konnten die Entwicklungen und erlangten Erkenntnisse praxisnah validiert und eingesetzt werden.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf, der mir die Möglichkeit gegeben hat, das gewählte Thema uneingeschränkt bearbeiten zu können. Neben der sehr guten Betreuung und den konstruktiven Hinweisen während der Erstellung dieser Dissertation möchte ich ihm für die interessanten und abwechslungsreichen Gespräche und die hervorragende Arbeitsatmosphäre an seinem damaligen Fachgebiet - jetzt Forschungsgruppe - danken.

Des Weiteren möchte ich Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson für das Interesse an der Arbeit und die Übernahme der Aufgabe des Korreferats danken. Außerdem danke ich den zwei Geschäftsführern der in.power GmbH Herrn Dipl.-Ing. Josef Werum und Herrn Dipl.-Inf. Matthias Roth für die fruchtbare Kooperation über die letzten zwei Jahre. Für eine tolle Atmosphäre, lustige Stunden, unterhaltsame Konversationen und konstruktive Anmerkungen sorgten immer meine Kollegen am Fachgebiet, besonders das Büro *One-O-Five* und die Mitarbeiter der in.power GmbH. Es war eine unvergessliche Zeit mit Euch! Herzlichen Dank!

Schließlich danke ich meiner Familie, meinen Freunden und der Prinzessin für die Unterstützung während der gesamten Zeit meiner wissenschaftlichen Ausbildung.

Köln, im April 2015

Alexander von Scheven

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere an Eides statt durch meine eigenhändige Unterschrift, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe angefertigt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder dem Sinn nach auf Publikationen oder Vorträgen anderer Autoren beruhen, sind als solche kenntlich gemacht. Ich versichere außerdem, dass ich keine andere als die angegebene Literatur verwendet habe. Diese Versicherung bezieht sich auch auf alle in der Arbeit enthaltenen Zeichnungen, Skizzen, bildlichen Darstellungen und dergleichen. Die Arbeit wurde bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Ort, Datum

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Alexander von Scheven

Inhaltsverzeichnis

WIDMUNG	I
VORWORT	III
EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG.....	V
INHALTSVERZEICHNIS	VII
ABSTRACT (ENGLISCH)	IX
ABSTRACT (DEUTSCH)	XI
1. EINLEITUNG	1
1.1. MOTIVATION.....	1
1.2. WISSENSCHAFTLICHER BEITRAG UND ZIEL DER ARBEIT	1
1.3. STRUKTUR DER ARBEIT	3
2. HINTERGRÜNDE UND AKTUELLE ENTWICKLUNGEN	5
2.1. DER AUSBAUPFAD DER ERNEUERBAREN ENERGIEN UND DESSEN FOLGEN	5
2.2. HERAUSFORDERUNGEN DES EINGESCHLAGENEN ENTWICKLUNGSPFADS	8
3. GRUNDLAGEN ZUM LASTMANAGEMENT UND STROMHANDEL	13
3.1. LASTMANAGEMENT ALS INSTRUMENT DER NACHFRAGEFLEXIBILISIERUNG	13
3.2. DER STROMHANDEL AM INTRADAY-MARKT.....	21
3.3. FAZIT UND AUSBLICK AUF DIE FOLGENDEN KAPITEL	26
4. STAND DER WISSENSCHAFT (RELATED WORK)	27
4.1. LITERATUR IM FORSCHUNGSBEREICH DER NACHFRAGEFLEXIBILISIERUNG.....	27
4.1.1. <i>Literatur im nationalen Umfeld</i>	28
4.1.2. <i>Literatur im internationalen Umfeld</i>	45
4.2. FAZIT UND AUSBLICK AUF DIE FOLGENDEN KAPITEL	54
5. PREISANALYSE RELEVANTER STROMHANDELSMÄRKTE	57
5.1. ANGEWANDTE WERKZEUGE ZUR PREISANALYSE (INTRADAY-MARKT)	57
5.1.1. <i>Die Lagemaße</i>	58
5.1.2. <i>Die Maße der Streuung</i>	59
5.2. PREISANALYSE DES EPEX SPOT MARKET (INTRADAY-MARKT)	60
5.2.1. <i>Zweistufiges Verfahren der Preisanalyse</i>	60
5.2.2. <i>Intraday-Markt</i>	63
5.3. AKTUELLE WERTHALTIGKEIT VON DSI-MAßNAHMEN AM SPOTMARKT IM RAHMEN EINER FALLSTUDIE.....	80
5.3.1. <i>Lastganganalyse</i>	80
5.3.2. <i>Strukturierte Beschaffung und Lastverschiebungspotenziale gepoolter Unternehmen</i>	82
5.4. FAZIT UND AUSBLICK AUF DAS FOLGENDE KAPITEL DER MODELLENTWICKLUNG.....	87
6. ENTWICKLUNG DES RENEWABLE ENERGY FOR INDUSTRY (REFI)-MODELLS	89
6.1. HANDLUNGSMOTIVATION UND PROBLEMIDENTIFIKATION	89
6.2. KONZEPTIONIERUNG DES REFI-MODELLS	91
6.2.1. <i>Beitrag zur Problemlösung</i>	91
6.2.2. <i>Anforderungsanalyse und Modellparameter</i>	92
6.2.3. <i>Annahmen und Grenzen des REFI-Modells</i>	100
6.2.4. <i>Optimierungsalgorithmus des REFI-Modells</i>	101
6.3. IMPLEMENTIERUNG DES REFI-MODELLS IM RAHMEN EINER FALLSTUDIE.....	115

6.3.1.	<i>Konfiguration und Simulation des REFI-Modells in der Fallstudie</i>	115
6.3.2.	<i>Ergebnisse des REFI-Modells zur Fallstudie</i>	118
6.3.3.	<i>Herausforderungen bei der Implementierung des REFI-Modells</i>	135
6.4.	EVALUIERUNG DES REFI-MODELLS UND ABSCHLIEßENDE DISKUSSION.....	136
6.4.1.	<i>Machbarkeitsnachweis des REFI-Modells</i>	136
6.4.2.	<i>Bewertung der Ergebnisse und Fazit</i>	137
7.	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	141
7.1.	ZUSAMMENFASSUNG	141
7.2.	AUSBLICK	142
ABBILDUNGSVERZEICHNIS		XIII
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS		XXI
FORMELZEICHEN		XXVII
LITERATURVERZEICHNIS		XXXI
TABELLENVERZEICHNIS		XXXIX
ANHANG		XLI
A.1.	STOFF- UND ENERGIEFLUSSDIAGRAMME DER BEFRAGTEN BRANCHEN	XLI
A.2.	PREISVERTEILUNG (INTRADAY) FÜR 2009-2012	XLVII
A.3.	PREISDIAGRAMME (INTRADAY) FÜR AUGUST 2009 UND 2012 (EXEMPLARISCH)	XLIX
A.4.	ERKENNTNISSE DER HORIZONTALEN ANALYSE DES INTRADAY-MARKTS	LII
A.5.	WETTERDATEN VON 5 WETTERSTATIONEN DES DWD FÜR AUGUST VON 2009 BIS 2012 (EXEMPLARISCH)	LIII
A.6.	ERGÄNZUNG ZUM ERGEBNISBEREICH (F15) IM RAHMEN DES REFI-MODELLS	LIV
A.7.	ERGEBNISSE FÜR DIE ZWEITE KONFIGURATION DES PRODUKTIONSPROZESSES.....	LVI
A.8.	SIMULATIONSERGEBNISSE DES REFI-MODELL (EXEMPLARISCH FÜR 15Q UND 15EE).....	LXV
LEBENS LAUF		LXXXIX

Abstract (englisch)

The German energy supply system is challenged by a fundamental restructuring process. Liberalization, the development of renewable energies, the phase-out of nuclear power and the associated challenges are the three essential aspects that should be mentioned at this point. The present work aims to contribute to this restructuring process.

The focus of this work is the short-term demand flexibility in an industrial environment and its commercialisation on energy markets. Relevant markets are illustrated in terms of their characteristics such as tradable products, contractual relationships, deadlines and quoting. For marketing short-term demand flexibilities the spot market (Intraday) provides due to the small time frame between the trade and the physical delivery potential for optimised short-term trading regarding demand flexibilities.

Although the industrial sector already uses flexibilities, the remaining potential for increasing the level of demand flexibility is enormous. Flexibility on the demand side is currently used only for peak shaving and for the balancing energy market. In the future, the latitude of demand flexibility needs to be extended. An industrial company, which purchases its electricity on the energy exchange market and receives forecasts of solar and wind power from service providers regularly can benefit by commercialising flexibilities of the own production process. However, industrial demand flexibility can be realized only in an individual way. For the optimum use of short-term demand flexibility the industrial company's trading strategy on the energy markets must be adapted to the course of the day, the week and season. The supply of renewable energy is already having a significant impact on market prices. This influence will increase further in the future. The electricity costs of an industrial company can be significantly reduced by implementing structured procurement in comparison to a full supply contract. In addition, further savings through the use of flexibilities can be achieved.

The development of the *Renewable Energy For Industry* (REFI)-model provides the connection between the supply of renewable energy, the use of flexibilities within a real production process and their commercialising on spot markets. Both from an energetic – by increasing the share of renewable energies in the purchased energy mix – as well as from monetary perspective – by reducing electricity costs – efficiency gains can be achieved.

Abstract (deutsch)

Die Energieversorgung in Deutschland befindet sich in einem Umstrukturierungsprozess. Die Liberalisierung, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Ausstieg aus der Atomenergie und die damit verbundenen Herausforderungen sind die drei wesentlichen Aspekte, die an dieser Stelle zu nennen sind. Die vorliegende Arbeit soll zu diesem Umstrukturierungsprozess einen Beitrag leisten.

Im Fokus dieser Arbeit steht die kurzfristige Nachfrageflexibilisierung im industriellen Umfeld und deren Vermarktung an Energiehandelsplätzen. Es werden relevante Märkte bezüglich ihrer Eigenschaften wie etwa handelbare Produkte, Vertragsbeziehungen, Fristen und Angebotserstellung illustriert. Für die Vermarktung kurzfristiger Flexibilitäten seitens der Nachfrage bietet u.a. der Spotmarkt (Intraday-Markt) aufgrund des kleinen Zeitfensters zwischen Handelsangebot und der physikalischen Handelserfüllung Potenzial für kurzfristige Optimierungsmaßnahmen.

Im industriellen Bereich existieren zu den bereits heute in der Praxis genutzten Flexibilitäten Potenziale, um den Grad der Nachfrageflexibilisierung weiter zu steigern. National wird Nachfrageflexibilisierung aktuell zur Spitzenlastbegrenzung und für den Regelenergiemarkt eingesetzt. In Zukunft muss der Aktionsraum der Nachfrageflexibilisierung erweitert werden. Ein Industrieunternehmen, das seinen Strom über die Börse bezieht und regelmäßig Prognosen über Sonne und Wind von Dienstleistern erhält, kann durch die Vermarktung von Flexibilitäten im eigenen Produktionsprozess profitieren. Industrielle Nachfrageflexibilisierung kann jedoch nur sehr individuell realisiert werden. Für den optimalen Einsatz kurzfristiger Nachfrageflexibilisierung muss das Industrieunternehmen seine Handelsstrategie (Einkauf) an den Tagesverlauf bzw. Wochentag und Jahreszeit anpassen. Die Einspeisung von Erneuerbaren Energien wirkt sich bereits heute auf die Marktpreise aus. Dieser Einfluss wird in Zukunft weiter zunehmen. Die Strombezugskosten eines Industrieunternehmens können durch Umsetzung der strukturierten Beschaffung im Vergleich zu einem Vollversorgungsvertrag deutlich reduziert werden. Ergänzend können weitere Einsparungen durch die Nutzung von Flexibilitäten erzielt werden.

Die Entwicklung des *Renewable Energy For Industry* (REFI)-Modells stellt die Verbindung zwischen dem Angebot von Regenerativen Energien, der Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines realen Produktionsprozesses und deren Vermarktung am Spotmarkt dar. Es können sowohl aus energetischer – durch Erhöhung des Anteils Regenerativer Energien im bezogenen Strommix – als auch aus monetärer Perspektive – durch Reduktion der Strombezugskosten – Effizienzsteigerungen erzielt werden.

1. Einleitung

Einleitend wird in diesem Kapitel auf die Motivation, den wissenschaftlichen Beitrag und die Struktur der Arbeit eingegangen. Das folgende Unterkapitel 1.1 erläutert die Motivation, warum der Fokus speziell auf der Nachfrageflexibilisierung im industriellen Umfeld liegt. Unterkapitel 1.2 legt dar, welchen wissenschaftlichen Beitrag diese Arbeit leistet und welches Ziel verfolgt wird. Unterkapitel 1.3 schließt die Einleitung mit der strukturellen Darstellung der Arbeit.

1.1. Motivation

Nachdem in verschiedenen Studien Lastverschiebungspotenziale im industriellen Umfeld ermittelt worden sind (vgl. Kapitel 4), lag der Reiz und die Motivation dieser Arbeit darin, die für die verschiedenen Branchen und Produktionsprozesse ermittelten Potenziale konkret an einem Produktionsprozess im industriellen Umfeld darzustellen und diese Flexibilität in Verbindung mit der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien zu setzen bzw. zu nutzen. Grundlage hierfür ist die Entwicklung eines theoretischen Modells, das die Möglichkeit einer flexiblen Produktion unter Einbindung von verschiedenen Datensätzen aus der Praxis, etwa zur Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien, zu den Börsenpreisen der relevanten Stromhandelsmärkte und zur Verwendung und Konfiguration eines existierenden Produktionsprozesses, aufzeigt.

In der Energieversorgung wird der Netto-Stromverbrauch anhand verschiedener Verbrauchergruppen klassifiziert. Im Einzelnen werden *Industrie*, *Gewerbe*, *Dienstleistung* und *Handel*, *Haushalte*, *Verkehr* und *Landwirtschaft* unterschieden. Die *Industrie* verbrauchte im Jahr 2010 von den 538 Mrd. kWh Gesamt-Netto-Stromverbrauch 247,5 Mrd. kWh, was 46 % entspricht [1]. Aufgrund dieser Tatsache, dass annähernd die Hälfte des Gesamt-Netto-Stromverbrauchs auf die Industrie zurückzuführen ist, und dem Aspekt, dass durch die in der *Industrie* zur Verfügung stehenden hohen Bemessungsleistungen der Maschinen und hohen Energieverbräuche der Prozesse mit wenig Akteuren ein höherer Effekt als bei Haushalten erzielt werden kann, wird in dieser Arbeit das Hauptaugenmerk auf den Sektor *Industrie* gelegt.

1.2. Wissenschaftlicher Beitrag und Ziel der Arbeit

Nachdem die Motivation für die vorliegende Arbeit dargelegt wurde, werden im Folgenden der wissenschaftliche Beitrag und das Ziel der Arbeit beschrieben. Die Beweggründe für die in Deutschland gestiegenen Forschungsanstrengungen auf dem Gebiet der Nachfrageflexibilisierung basieren auf der Herausforderung einer effizienten Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Hier ist die Nachfrageflexibilisierung als ein Baustein einer Gesamtlösung zu sehen (vgl. Kapitel 2). Die vorliegende Arbeit liefert neben der Darstellung der wesentlichen Forschungsaktivitäten im internationalen und nationalen Umfeld zwei wissenschaftliche Beiträge auf dem Gebiet der Nachfrageflexibilisierung und der Integration Erneuerbarer Energien:

Beitrag Nr. 1:

Minimierung der Strombezugskosten für ein Unternehmen im industriellen Umfeld durch Nutzen von Flexibilitäten im Produktionsprozess und Adaption der Strombezugsstrategie hinsichtlich der Strukturierten Beschaffung.

- Hierfür wird eine umfassende Preisanalyse der relevanten Stromhandelsmärkte (Intraday-Markt) für die Jahre 2009 bis 2012 durchgeführt. Aus diesen Ergebnissen werden Handelsstrategien für Industrieunternehmen abgeleitet, die es ermöglichen Einsparungen zu erzielen.
- Die Erkenntnisse werden im Rahmen einer Fallstudie angewendet und auf Validität geprüft. Es wird für ein Industrieunternehmen geprüft, welche wirtschaftlichen Vorteile durch die Anwendung der Strukturierten Beschaffung und weiterführend durch die Nutzung von Flexibilitäten im Produktionsprozess entstehen können. Folglich kann eine Aussage über die konkrete Werthaltigkeit von Lastverschiebungspotenzialen unter heutigen Bedingungen getätigt werden.

Beitrag Nr. 2:

Maximierung des Anteils Erneuerbarer Energien im bezogenen Strommix eines Unternehmens im industriellen Umfeld durch die Nutzung von Flexibilitäten im Produktionsprozess.

- Hierfür wird ein theoretisches Modell entwickelt, welches zeigt, dass die Adaption eines Produktionsprozesses an das zur Verfügung stehende Angebot an Erneuerbaren Energien realisierbar ist. Die Möglichkeit als Pool von Industrieunternehmen, der Flexibilitäten der Produktionsprozesse an einem Energiemarkt anbietet, offeriert eine große Chance, variable Stromtarife bzw. die Schwankungen der Börsenpreise flexibler nutzen zu können.
- Im Rahmen einer Fallstudie wird das Modell an einem realen Produktionsprozess implementiert und auf Validität geprüft. Es werden reale Datensätze zur Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien und die Börsenpreise aus dem Jahr 2012 herangezogen. Die Daten des Produktionsprozesses wurden während einer Vor-Ort-Begehung im Unternehmen erhoben.

Abbildung 1: Wissenschaftliche Beiträge der vorliegenden Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die Markt- und Systemintegration (ohne Subventionen) Erneuerbarer Energien durch einen konkreten Vorschlag bzw. Lösungsansatz zu unterstützen und dadurch das Gesamtsystem weiter zu optimieren. Durch die Beleuchtung dieser Thematik soll ein Beitrag zur *Energiewende* (politisch) bzw. zum Systemumbau (technisch) geleistet werden.

1.3. Struktur der Arbeit

Die Struktur der vorliegenden Arbeit wird im folgenden Absatz erläutert und ergänzend durch Abbildung 2 illustriert.

Kapitel 2 erläutert die Hintergründe und aktuellen Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft. Es werden die Folgen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und die damit verbundenen Herausforderungen dargelegt. Abschließend werden die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Nachfrageflexibilisierung dargelegt.

Kapitel 3 stellt die theoretischen Grundlagen der zwei großen Themenblöcke dieser Arbeit dar. Neben der Definition des Lastmanagements wird es als Baustein der Nachfrageflexibilisierung dargestellt. Des Weiteren wird ausführlich gezeigt, warum die Industrie im Fokus dieser Arbeit steht. Nach den theoretischen Grundlagen zum Lastmanagement wird in die Thematik des Stromhandels eingeführt und der *Intraday*-Markt mit den Bedingungen des Markteintritts, den aktuell gültigen Regularien, der Funktionsweise und dem aktuellen Produktportfolio dargestellt.

Kapitel 4 erfasst den aktuellen Forschungsstand hinsichtlich von Lastverschiebungspotenzialen in der Industrie auf nationaler und internationaler Ebene. Die wesentlichen Studien mit ihren Schwerpunkten werden dargelegt und in Relation zur vorliegenden Ausarbeitung gesetzt. Abschließend werden zwei wissenschaftliche Beiträge ausführlich vorgestellt, die thematisch sehr eng an dieser Arbeit liegen. Neben der vergleichenden Gegenüberstellung erfolgt auch eine deutliche thematische Abgrenzung von diesen Arbeiten.

In *Kapitel 5* werden die Strompreise und deren Entwicklung für das Lastmanagement relevanter Produkte auf den entsprechenden Stromhandelsmärkten analysiert. Im Einzelnen werden die Preisentwicklungen für den *Intraday*-Markt betrachtet. Abschließend wird gezeigt, wie sich die Handelsstrategie eines Industrieunternehmens, das seinen Strom an der Börse einkauft, im Rahmen der strukturierten Beschaffung bei der Nutzung von Flexibilitäten im Produktionsprozess ändern muss, damit dieses davon profitieren kann.

In *Kapitel 6* steht die Entwicklung des *Renewable Energy For Industry* (REFI)-Modells im Fokus. Das Modell zeigt, dass die Adaption eines Produktionsprozesses an die zur Verfügung stehende Menge an Erneuerbaren Energien möglich ist. Einleitend werden die Handlungsmotivation und der Beitrag zur Problemlösung beschrieben. Im Rahmen der Modellkonzeption wird eine Anforderungsanalyse erstellt, aus der die entsprechenden Modellparameter abgeleitet werden. Die getroffenen Annahmen und Modellgrenzen werden aufgezeigt. Auch der Optimierungsalgorithmus wird ausgewählt und mittels eines Flussdiagramms illustriert. Die Validierung des Modells erfolgt durch dessen Implementierung im Rahmen einer Fallstudie. Die Konfiguration und Herausforderungen werden beleuchtet und abschließend die Ergebnisse des konkreten Anwendungsfalls dargelegt und bewertet.

Kapitel 7 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammen, zeigt zum einen den Forschungsbedarf hinsichtlich weiterführender Fragestellungen auf und liefert zum anderen Überlegungen und Ansätze für die angewandte Wissenschaft hinsichtlich des diskutierten Themenbereichs der Nachfrageflexibilisierung.

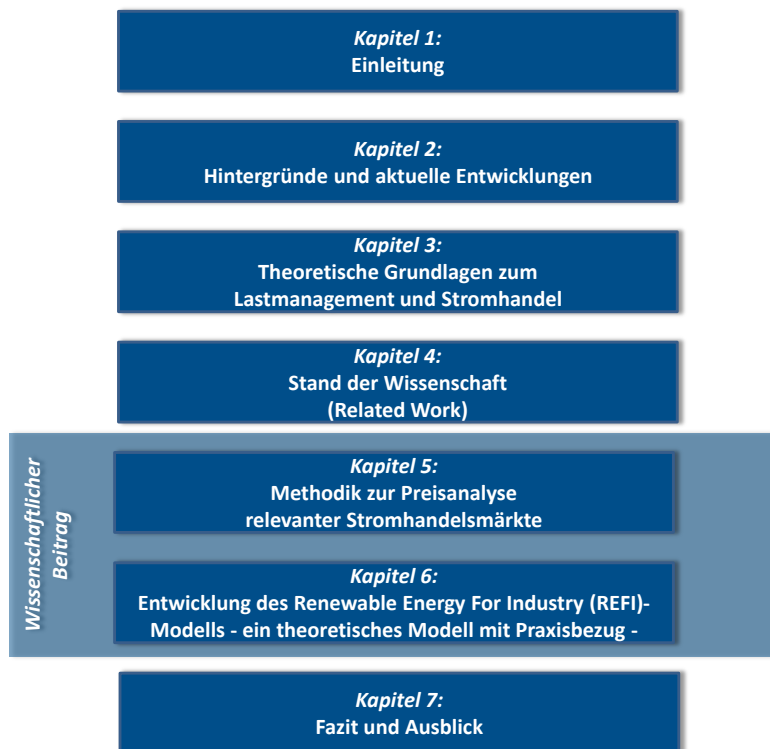


Abbildung 2: Struktur der Arbeit

2. Hintergründe und aktuelle Entwicklungen

Die „Energiewende kommt“ [2] – so konnte man es am 2. August 2011 auf der Internetseite der Bundesregierung lesen. Dazu veröffentlichte die Bundesregierung unter Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel im Herbst 2010 ihr Energiekonzept, in dem die politischen Weichen für den Einstieg in das Zeitalter der Erneuerbaren Energien gestellt worden sind [3]. Das höchste Gut der Energieversorgung – die Versorgungssicherheit – darf jedoch nicht durch dieses Vorhaben gefährdet werden, sondern muss gehalten bzw. weiter verbessert werden. Neben dem primären Ziel *Verbesserung der Versorgungssicherheit* dürfen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit nicht vernachlässigt werden.¹

2.1. Der Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien und dessen Folgen

Anfang der 90er Jahre begann die Liberalisierung der Strommärkte zunächst in Norwegen und Großbritannien, erfasste dann den Rest Skandinaviens und erreichte Mitteleuropa gegen Ende des Jahrzehnts [4]. Nicht nur die Liberalisierung brachte bzw. bringt große Veränderungen mit sich. Die in den 90er Jahren forcierte Förderung von Regenerativen Energiequellen ist ebenfalls als Auslöser für den grundlegenden Wandel in der Energiewirtschaft und im Energieversorgungssystem zu sehen.

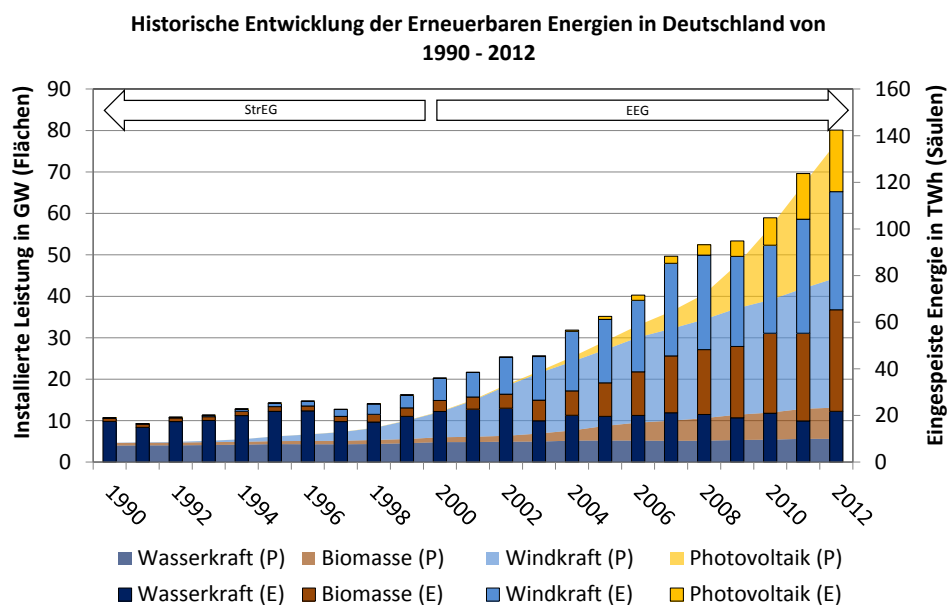


Abbildung 3: Historische Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 - 2012 (Eigene Darstellung) [5]

Die Förderung der Regenerativen Energien wurde im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) verankert. Begünstigt durch das EEG konnten besonders in den letzten Jahren die Bereiche der Windenergie und der Photovoltaik zweistellige Wachstumsraten erzielen. Die Entwicklung in der Vergangenheit spiegelt sich deutlich in den Zahlen zum Ausbau der Regenerativen Energien in

¹ In Anlehnung an das energiepolitische Dreieck.

Deutschland wider. Abbildung 3 illustriert die Entwicklung der installierten Leistung in GW und die eingespeiste Energie in TWh der Regenerativen Energien differenziert nach den einzelnen Technologien. Die Anteile regenerativer Energien an der Energiebereitstellung (Strom, Wärme und Kraftstoff) sind von 1990 – 2012 kontinuierlich gestiegen und werden weiter steigen. Abbildung 4 zeigt die Einschätzung des Bundesumweltministeriums hinsichtlich der Entwicklungspfade bzw. Ausbaupfade der Regenerativen Energien bis 2030.

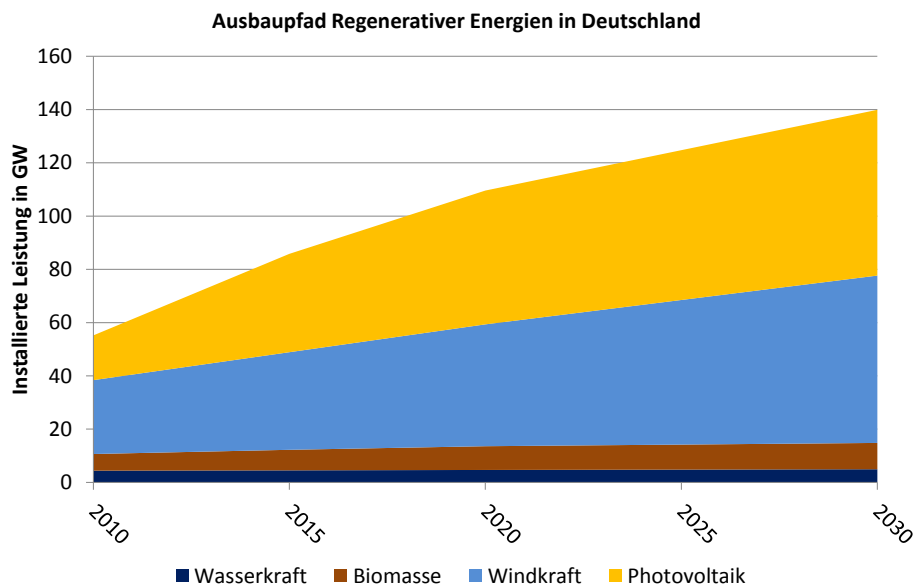


Abbildung 4: Ausbaupfad Regenerativer Energien in Deutschland (Ausbau Szenario EE) (eigene Darstellung) [6]

Die Technologien mit der größten Entwicklung hinsichtlich des Ausbaus weisen verschiedene Abhängigkeiten auf, die das Energieangebot in erheblichem Maße beeinflussen. Sowohl die Photovoltaik als auch die Windkraft sind abhängig von Wetter, Standort und den Tages- und Jahreszeiten. Diese Abhängigkeiten bedeuten, dass die Volllaststundenzahl² der beiden genannten Technologien sehr viel kleiner ausfällt als bspw. die von Biomasse (5.000 Stunden) bzw. die der konventionellen Energien (bis zu 7.710 Stunden). Die Volllaststundenzahl für Windkraft lag im Jahr 2007 durchschnittlich bei ca. 1.550 Stunden und für Photovoltaik bei ca. 910 Stunden pro Jahr [7]. Dadurch ist der Beitrag zur gesicherten Leistung von Windkraft und Photovoltaik verschwindend gering. Die *gesicherte Leistung* ist die „Leistung, die von einem Erzeuger unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten durch Revisionen, technische Störungen etc. mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 99,5 % bereit gestellt werden kann.“[8]

Abbildung 5 stellt die Leistungsbilanz-Vorschau für Januar 2011, 19:00 Uhr, dar. Die linke Säule zeigt die installierte (verfügbare) Leistung differenziert nach Technologien. Die mittlere Säule stellt den technologiespezifischen Beitrag zur gesicherten Leistung dar. Es wird deutlich, dass sich das Verhältnis zwischen installierter und gesicherter Leistung gerade bei den Regenerativen Energien deutlich von den Verhältnissen innerhalb der anderen Technologien unterscheidet. Die installierte Leistung lag zum Betrachtungszeitpunkt bei 160,2 GW. Der installierte Kraftwerkspark konnte eine gesicherte

² Volllaststundenzahl ist definiert über den Quotienten von „erzeugter Energie in kWh“ und „elektrischer Leistung in kW_{el}“.

Leistung von 93,1 GW bereitstellen. Die Vorschau der Jahreshöchstlast (rechte Säule) beträgt 80,6 GW. Erfahrungsgemäß liegt der Ist-Wert der Jahreshöchstlast 2-3 GW über dem Vorschau-Wert [9]. Generell kann gesagt werden, dass die Jahreshöchstlast in Deutschland immer im Winter zwischen 17:00 Uhr und 21:00 Uhr erreicht wird [10].

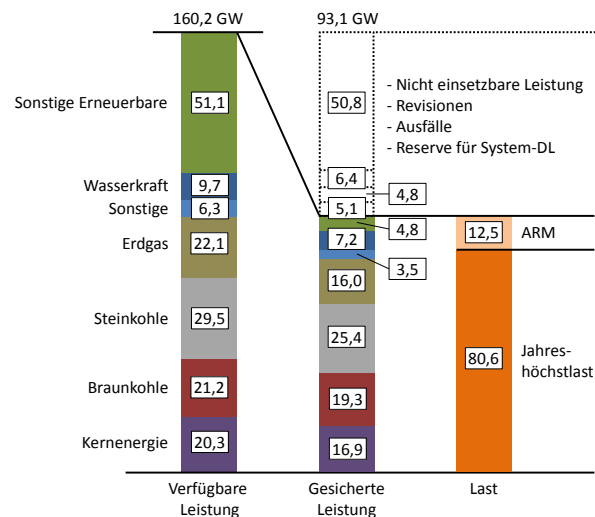


Abbildung 5: Verfügbare und gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast (Leistungsbilanz) Januar 2011 (eigene Darstellung) [9]

Der Unterschied zwischen der installierten und der gesicherten Leistung liegt in der Berücksichtigung der *nicht einsetzbaren Leistung*, der *Revisionen*, der *Ausfälle*, der *Reserve für Systemdienstleistungen* und der *Adequacy Reference Margin* (ARM). Die ARM dient als Sicherheitspuffer und kann je nach Netzregion variieren. In den Szenarien der *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) im Rahmen der *System Adequacy Forecast 2009 – 2020* beträgt die ARM für Deutschland ca. 8 % [11]. In Abbildung 5 beträgt die ARM über 10 %.

Dies ist einer zusätzlichen Reserve für Systemdienstleistung geschuldet, die notwendig ist, um einen einwandfreien Betrieb der Netze zu gewährleisten. „Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Anschlussnehmer/Anschlussnutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und System-/Betriebsführung.“[12] Des Weiteren werden die Kraftwerke nicht berücksichtigt, die in Revision (Wartungsarbeiten) oder kurzfristig ausgefallen sind. Die nicht einsetzbare Leistung umfasst Kraftwerke, die längerfristig stillstehen.

Auf den vergangenen Seiten wurden zwei elementare Entwicklungen der Energiewirtschaft (Liberalisierung und Ausbau der Regenerativen Energien) rudimentär erläutert, die das Energieversorgungssystem sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Perspektive vor ganz neue Herausforderungen stellen, es grundlegend verändern und nachhaltig prägen werden. Werden diese Herausforderungen mit etwas Abstand betrachtet, kann gesagt werden, dass alle die genannten Aspekte hausgemacht sind. Wo liegen nun die Herausforderungen des beschriebenen Entwicklungspfads?

2.2. Herausforderungen des eingeschlagenen Entwicklungspfads

Das System wird sich von einem System mit „top down“-Struktur hin zu einem System wandeln, das durch Volatilität (Angebot und Preis), Dezentralität, Bidirektionalität (Kommunikation und Leistungsfluss) und Flexibilität charakterisiert sein wird. In der Vergangenheit war das Energiesystem ein lastgeführtes System. Das Energieangebot wurde durch das Zu- und Abschalten bzw. Hoch- und Herunterfahren von konventionell betriebenen Großkraftwerken an die Energienachfrage angepasst, so dass annähernd zu jedem Zeitpunkt ausreichend Energie vorhanden war [13]. Dieser Aspekt, die Versorgungssicherheit, muss unter allen Umständen, Restrukturierungen und *Energiewenden* gewährleistet sein, um zum einen den berechtigt guten Ruf des deutschen Energieversorgungssystems und zum anderen den Wirtschaftsstandort Deutschland nicht zu gefährden. In den letzten Jahren wurde und in Zukunft wird wie bereits gezeigt der Anteil an Regenerativen Energien und gerade der Anteil der fluktuierenden Regenerativen Energien im Energieversorgungssystem bestehend aus Wind und Sonne deutlich ausgebaut. Zentrale Großkraftwerksblöcke, die die Leistung zuverlässig und steuerbar bereitstellen, werden zunächst durch viele kleine dezentrale Kraftwerke (z.B. Windparks, Photovoltaikanlagen oder Biogasanlagen) bei der Energiebereitstellung unterstützt und in Zukunft größtenteils von diesen ersetzt werden [13]. Hinzu kommt ein Rückbau dieser Kraftwerke aufgrund mangelnder Rentabilität wegen des wachsenden Anteils subventionierter Energie. Dies hat zur Folge, dass die Anzahl der Akteure auf Erzeugerseite deutlich ansteigen wird. Folglich wird die Komplexität des Systems erheblich zunehmen. Die Leistungsflüsse werden sich aufgrund der Mengen an installierten Erzeugungsanlagen im Verteilnetz ändern. Das System wird an mechanischer Massenträgheit verlieren und somit an Empfindlichkeit zunehmen, da sich die prozentuale Verteilung von rotierenden Massen (Großkraftwerke) zu Leistungselektronik (Umrichter an den Photovoltaikanlagen) verschiebt. Des Weiteren wird es jeweils Zeiten geben, in denen Energie im Überfluss vorhanden und in denen Energie Mangelware ist. Es muss ein (Schatten-)Kraftwerkspark³ mit einem hohen Grad an Flexibilität und Verfügbarkeit vorhanden sein, der diese Schwankungen ausgleichen kann, um die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten. Die Größe dieses Kraftwerksparks ist abhängig von der Effizienz des Gesamtsystems. Des Weiteren wird die Finanzierung der bereitgehaltenen, notwendigen aber nicht gelieferten Energie kontrovers diskutiert.

Nicht nur die technischen Entwicklungen sondern auch das Weltgeschehen beeinflussten die deutsche Politik und ihre Entscheidungsträger hinsichtlich der Neugestaltung der deutschen Energieversorgung nachhaltig. Am 11. März 2011 um 14:46 Uhr wurde Japan von einem Seebeben und einem dadurch ausgelösten Tsunami erschüttert. Die in der Region Fukushima liegenden sechs Siedewasserreaktoren mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 4.547 MW wurden schwer in Mitleidenenschaft gezogen [14]. Das Ereignis wurde in der siebenstufigen *International Nuclear and Radiological Event Scale* (INES) der Internationalen Atomenergie Agentur (IAEA) auf Stufe 7 eingeordnet. Dieses katastrophale Ereignis entfachte in der Politik und der breiten Bevölkerung Deutschlands eine erneute Diskussion hinsichtlich der weiteren Nutzung der Atomkraft. Als Konsequenz aus der Atomkatastrophe verkündete Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel am 14. März 2011 die Aussetzung der Laufzeitverlängerung und eine Sicherheitsprüfung aller alten Atomkraftwerke (Stichwort: Atom-Moratorium) [15]. Die Laufzeitverlängerung war die vorangegangene Antwort der schwarz-gelben Bundesregierung vom 28. Oktober 2010 auf die Novellierung des Atomgesetzes der rot-grünen Bun-

³ Schattenkraftwerk: Kraftwerk steht im Stand-By-Betrieb bereit, um bei einem längeren Ausfall eines Energieerzeugers den Energiebedarf im elektrischen Stromnetz decken zu können.

desregulierung im Jahr 2002, in der der Ausstieg aus der Atomkraft beschlossen wurde. Durch das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) wurde die Laufzeitverlängerung aufgehoben. Dieses trat am 06.08.2011 in Kraft [16]. Für jedes einzelne Atomkraftwerk wurde die Laufzeit ganz konkret in § 7 Ia AtG festgelegt. Mit der Entscheidung, aus der Atomkraft auszusteigen, nimmt Deutschland eine weltweit einzigartige Pionierstellung ein. Die Folgen dieser Entscheidung sind, dass bis zum Jahr 2022 eine installierte Leistung (brutto) von 25,4 GW_e und eine Bruttostromerzeugung für das Jahr 2011 von 107,97 TWh ersetzt werden müssen. Die Welt sieht gespannt auf Deutschland und beobachtet, wie hier mit diesen neuen Herausforderungen umgegangen und wie das neue System der Energieversorgung aussehen wird [17].

Damit der Umbau des Energiesystems von Erfolg gekrönt ist, müssen verschiedene Faktoren bzw. Bereiche untersucht und anschließend in konkrete Handlungsanweisungen umgesetzt werden. Aus den vorangegangenen Ausführungen werden nachfolgend Erfolgsfaktoren entwickelt. Abbildung 6 zeigt diese Erfolgsfaktoren, die anhand der Energiewertschöpfungskette sortiert und in das energiepolitische Dreieck eingebettet sind. Es besteht kein Zusammenhang zwischen der Anordnung der Faktoren und den Bezeichnungen an den Seitenrändern des energiepolitischen Dreiecks.

Auf der Erzeugerseite (dunkel blaue Raute) sind die effiziente Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien und die schnellstmögliche Flexibilisierung von thermischen Kraftwerken [18, 19, 20] von hoher Bedeutung. Im Bereich der Netze (braune Sanduhr) sind der gezielte Ausbau, ein kontinuierliches Monitoring und eine vollständige Automatisierung der Verteilnetze [21, 22, 23] von hoher Relevanz. Hierbei spielen auf Seite der Übertragungsnetze ein gesteuerter Ausbau bzw. der Aufbau eines *Overlay*-Netzes [24, 25] und die Erforschung von Hybridnetzen eine entscheidende Rolle. Auf der Verbrauchsseite (hell blaue Raute) sind die systematische Erforschung von Speicherkonzepten [26], die intelligente Anwendung von Lastmanagement (Einbindung der Energienutzer in das System) [27] und die Durchführung von Energieeffizienz-Maßnahmen erforderlich. Neben den entlang der Energiewertschöpfungskette identifizierten Faktoren können drei weitere Aspekte als Erfolgsfaktoren genannt werden (gelbe Dreiecke):

Im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sind ein regulierter Informationsaustausch zwischen Systemteilnehmern und -elementen sowie die persistente Gewährleistung von Interoperabilität und Systemsicherheit essentiell. Abschließend kann ein letzter, jedoch nicht weniger relevanter Baustein im Bereich des Marktdesigns ermittelt werden. Für das Gelingen des Systemumbaus aus ökonomischer Perspektive ist die grundlegende Veränderung der Preisbildungs- und Abrechnungsmechanismen unabdingbar [28]. Zum einen sind die Faktoren als Handlungsfelder zu sehen, die den oben aufgezeigten Herausforderungen entgegenstehen, zum anderen kann anhand dieser Darstellung der Fokus der vorliegenden Arbeit auf die intelligente Nachfrageflexibilisierung eingeordnet werden.

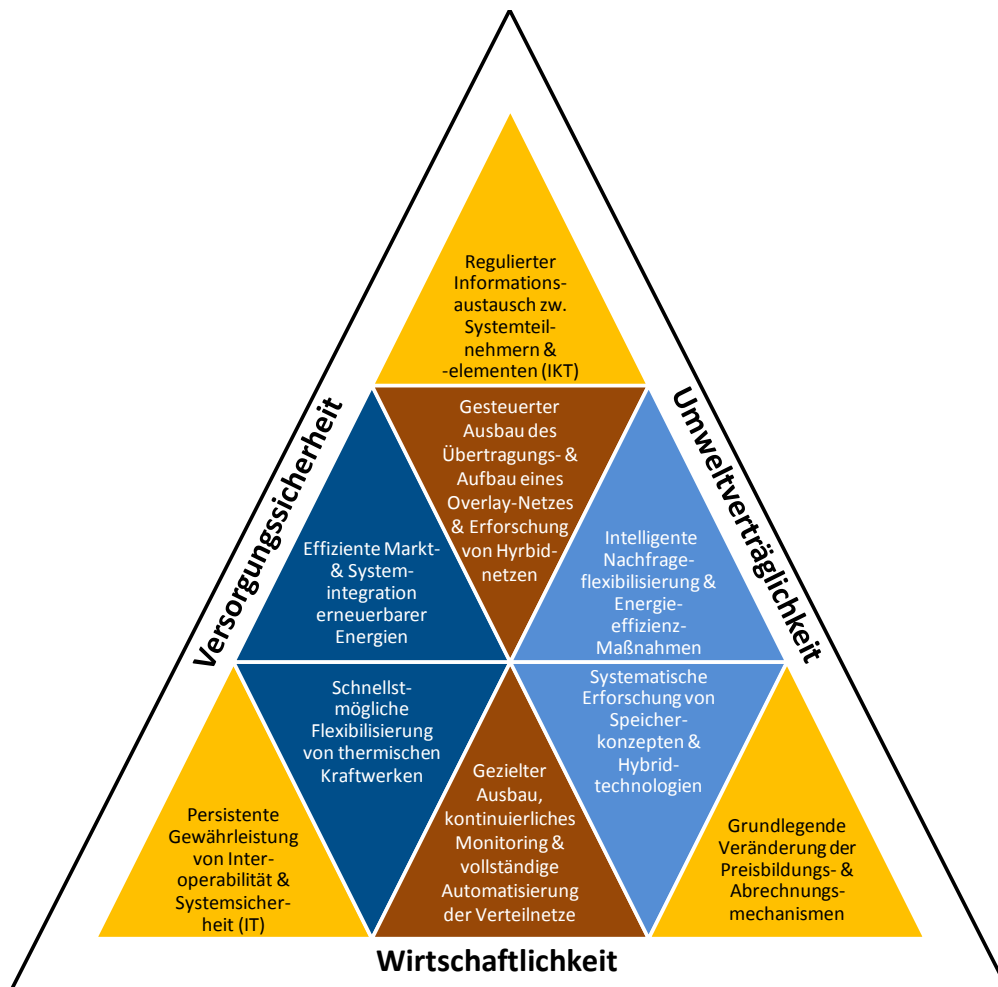


Abbildung 6: Essentielle Bausteine für eine erfolgreiche Energiewende eingebettet in das energiepolitische Dreieck

Nachdem die Arbeit thematisch in Abbildung 6 eingeordnet worden ist, werden auf den folgenden Seiten zwei elementare Entwicklungen beschrieben, die das Thema Nachfrageflexibilisierung nachhaltig prägen werden. Zum einen wird die nationale Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) thematisiert, zum anderen werden die Entwicklungen auf europäischer Ebene im Rahmen des *ENT-SO-E Demand Connection Code* (Entwurf) diskutiert.

Die Abschaltverordnung (AbLaV)

Basierend auf den Änderungen des § 13 IV a und b EnWG durch das dritte Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften Artikel 1 Nr. 9 f vom 20.12.2012 wurde die Basis für das freiwillige, ferngesteuerte Abschalten von Lasten geschaffen [29].⁴ Diese Grundlage wurde in Form der AbLaV am 28.11.2012 im Kabinett verabschiedet. Die Verordnung trat am 01.01.2013 in Kraft. Sie hat eine Gültigkeit von drei Jahren und tritt am 01.01.2016 außer Kraft [30]. Inhaltlich hat die Verordnung zum Ziel, die Versorgungssicherheit und die Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu erhöhen, indem die Regelzonenbetreiber zukünftig mit stromintensiven Kunden (mit mehr als

⁴ Ein Zuschalten unter den für die AbLaV gültigen Rahmenbedingungen wird nicht berücksichtigt.

7.000 Benutzungsstunden) Vereinbarungen über „abschaltbare Lasten“ schließen müssen. Die ÜNB werden in die Pflicht genommen, Ausschreibungsverfahren durchzuführen und sich darüber hinaus Potenziale von abschaltbaren Lasten zu sichern [31]. Die Basis hierfür bildet der § 13 EnWG. Im Paragraph wird sowohl von abschaltbaren als auch von zuschaltbaren Lasten gesprochen (vgl. § 13 I Nr.2 und IV a EnWG). Im Rahmen der Verordnung werden lediglich abschaltbare Lasten thematisiert, folglich wird auch nur Flexibilität in eine Richtung vergütet.

Meinung: Es ist richtig, dass die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems höchste Priorität genießt, nur sollte eine solche Ertüchtigung der Nachfrageflexibilisierung in beide Richtungen erfolgen (Ab- und Zuschaltung). Des Weiteren sollte neben der Versorgungssicherheit auch das kontinuierlich steigende fluktuierende Energieangebot stärker berücksichtigt werden und somit ein gewisser Anpassungsgrad der Nachfrage an das Angebot angereizt werden. Dies bedarf des Angebots eines dynamischen Tarifs, der von den Akteuren am Markt in Zukunft angeboten werden muss, um ein aus volkswirtschaftlicher Sicht effizientes System zu betreiben.

Demand Connection Code auf ENTSO-E-Ebene

Die AbLaV ist die nationale Verordnung, die bestimmte Lasten als Flexibilität in die Systemversorgung einbindet und diese unidirektionale Flexibilität vergütet. Auf europäischer Ebene wird mit dem ENTSO-E *Demand Connection Code* (DCC) ein gemeinsamer Katalog an Anforderungen für Übertragungs- und Verteilnetze und relevante Verbrauchseinrichtungen geschaffen [32].

Im Einzelnen wird in den Artikeln 21, 22, 23 und 24 die technische Einbindung von *Demand Side Response* geschildert. Generell wird zwischen folgenden Nachfrageflexibilisierungsaktivitäten (fern-gesteuert/eigenständig) unterschieden:

Ferngesteuert:

- *Demand Side Response Active Power Control* (DSR APC):
Die Nachfrage (Wirkleistung) kann durch den zuständigen ÜNB gesteuert werden, wodurch eine Wirkleistungsmodifikation hervorgerufen wird.
- *Demand Side Response Reactive Power Control* (DSR RPC):
Die Nachfrage (Blindleistung) kann durch den zuständigen ÜNB gesteuert werden, wodurch eine Blindleistungsmodifikation hervorgerufen wird.
- *Demand Side Response Transmission Constraint Management* (DSR TCM):
Die Nachfrage kann durch den zuständigen ÜNB gesteuert werden, um Netzengpässe zu bewältigen.

Eigenständig:

- *Demand Side Response System Frequency Control* (DSR SFC):
Zum Ausgleich von Frequenzschwankungen wird die Nachfrage mittels eigenständig festgelegter Temperaturkorridore an elektrischen Geräten reduziert bzw. erhöht (z.B. Kühlhäuser).
- *Demand Side Response Very Fast Active Power Control* (DSR VFPC):
Sehr schnelle Frequenzänderungen (sehr schnelle Wirkleistungsmodifikation) wurden durch sehr schnelle Nachfrageänderungen ausgeglichen.

Im Fokus des DCC steht das europäische Netz, so dass auch nur grenzüberschreitende Anliegen betrachtet werden. Die Anwendung von Flexibilitäten erfordert die Berücksichtigung gewisser Regeln wie z.B. Steuerbarkeit, einem standardisierten Informationsaustausch und Regeltreue [33]. Der Unterschied zur aktuell gängigen Praxis ist die aktive Beteiligung der Verteilnetzbetreiber an der Spannungshaltung im Schnittstellenbereich zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen. Des Weiteren sollen die Verbraucher stärker bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingebunden werden [34]. Durch die Entwicklung eines gemeinsamen Anforderungskatalogs wird eine Basis geschaffen, die das Zusammenwachsen des europäischen Stromnetzes weiter forciert. Die Ausführungen in DCC sind aufgrund der notwendigen Allgemeingültigkeit sehr abstrakt gehalten.

Nachdem der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Herausforderungen des eingeschlagenen Entwicklungspaths dargelegt worden sind, werden im folgenden Kapitel 3 die Grundlagen zu den zwei thematischen Bereichen (Lastmanagement und Stromhandel) gelegt, die zur Idee dieser Arbeit hinführen und das allgemeine Verständnis erleichtern sollen. Die grundlegende Idee dieser Arbeit umfasst den Nachweis, dass durch die Anwendung von Flexibilitätsoptionen im Rahmen eines existierenden Produktionsprozesses von der Volatilität der Erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Preisschwankungen profitiert und somit eine für das Industrieunternehmen bessere wirtschaftliche Situation erzielt werden kann.

3. Grundlagen zum Lastmanagement und Stromhandel

Das vorliegende Kapitel liefert die wesentlichen Grundlagen zu den zwei thematischen Bereichen, die durch diese Arbeit tangiert werden. Zu Beginn wird Lastmanagement als Instrument der Nachfrageflexibilisierung dargelegt und erläutert, warum die Industrie im Fokus dieser Arbeit steht (Kapitel 3.1). In Kapitel 3.2 wird der Stromhandel als zweiter Themenbereich dieser Arbeit vorgestellt. Es wird eine Einführung gegeben und der *Intraday*-Markt als ein Teilmarkt vorgestellt. Abschließend wird ein Fazit gezogen und ein Ausblick auf die weiteren Kapitel gegeben.

3.1. Lastmanagement als Instrument der Nachfrageflexibilisierung

Lastmanagement ist allgemein als eine von drei Flexibilitätsoptionen⁵ entlang der Wertschöpfungskette zu sehen. Neben Erzeugungs- und Speichermanagement stellt es die dritte Möglichkeit dar. Im Rahmen der Nachfrageflexibilisierung werden verschiedene Begrifflichkeiten und verschiedene Sichtweisen verwendet, die einleitend kurz erläutert werden.

Lastmanagement (LM)⁶ ist als ein Baustein des Energiemanagementsystems (EMS) zu definieren. Beide Begrifflichkeiten (LM und EMS) sind aus der internen Unternehmensperspektive bis hin zur Unternehmensgrenze zu verstehen. Unter LM wird das aktive Steuern von elektrischen Verbrauchern hinsichtlich ihres Energiebezugs verstanden. Neben dem genannten Begriff existieren die Termini *Demand Side Integration* (DSI), *Demand Side Response* (DSR)⁷ und *Demand Side Management* (DSM). DSI ist aus Systemsicht⁸ als Überbegriff von DSR und DSM zu sehen. DSR und DSM beschreiben die Nachfrageflexibilisierung als Schnittstelle des Unternehmens aus Marktsicht. „Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst [35].“ Folglich ist DSR nur als eine Reaktion⁹ auf äußere Einflüsse zu sehen. DSR wird heutzutage in Deutschland nur im Rahmen der Lastreduktion (vgl. Verordnung zu abschaltbaren Lasten) genutzt, um bei Netzengpässen einem möglichen Ausfall vorzubeugen bzw. Systemstabilität zu gewährleisten. DSM ist weiter gefasst, da es neben einer Reaktion ebenfalls eine Aktion des Unternehmens zur direkten Beeinflussung der Energienachfrage aufgrund von ökonomischen, technischen oder energetischen Aspekten beinhaltet.

Abbildung 7 illustriert den Unterschied zwischen EMS, LM, DSI, DSM und DSR und greift dem Kapitel *Entwicklung des Renewable Energy For Industry (REFI)-Modells* vor. Dies geschieht, indem gezeigt wird, dass DSI-Aktivitäten sowohl durch Vorgaben aus dem EMS und LM als auch durch Prognose-

⁵ Wortschöpfung im Rahmen des Forschungsprojekts FlexOptionen - systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen.

⁶ Engl. load management.

⁷ Kurz: Demand Response (DR).

⁸ Energiedienstleister müssen zur Effizienzsteigerung aktiver mit ihren Kunden kommunizieren.

⁹ Engl. response = antworten, reagieren.

und Produktionsdaten beeinflusst werden. Somit werden Produktions- und Energiemanagementsysteme miteinander verknüpft.

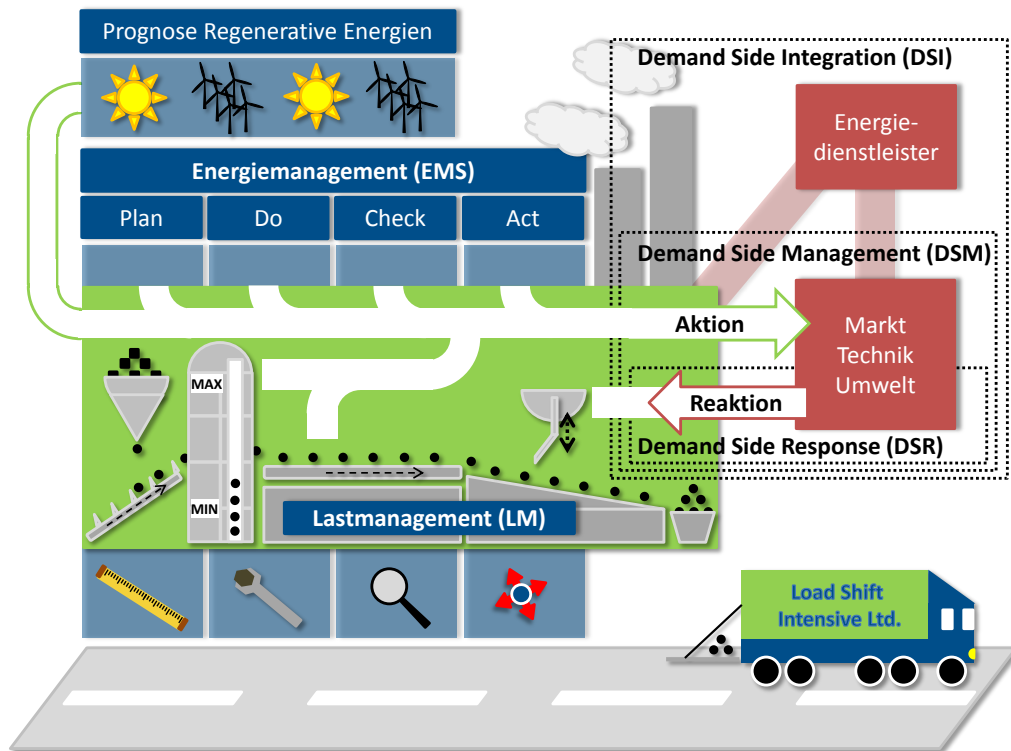


Abbildung 7: Unterschied zwischen EMS, LM, DSI, DSM und DSR (DR)

In der obigen Abbildung wird als Beispiel das fiktive Unternehmen „Load Shift Intensive Ltd.“ zur Unterscheidung der oben genannten Begriffe dargestellt. Das Unternehmen produziert Kugeln. Hierfür wurde in der Vergangenheit eine hochmoderne, aber einfache Produktionsstraße mit Fließbändern und einem Produktspeicher errichtet. Der Produktspeicher hat eine ähnliche Wirkung wie eine Batterie bzw. ein Stromspeicher. Die „Load Shift Intensive Ltd.“ verfügt somit über zwei Arten von Flexibilität:

- Zustand des Speichers
- Geschwindigkeit der Produktion

Die „Load Shift Intensive Ltd.“ ergreift Maßnahmen, die es dem Unternehmen in Zukunft ermöglichen, seinen Produktionsprozess unter Berücksichtigung der produktionstechnischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen an die Vorgaben des EMS und an die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien anzupassen. Bei einer Großzahl von Unternehmen liegen die bis dato geltenden Gründe für den Einsatz von LM-Systemen – wenn überhaupt – in der Begrenzung der Spitzenlast und in der Teilnahme am Regelenergiemarkt. Grundvoraussetzung einer Flexibilisierung der Nachfrage ist ein existierendes Geschäftsmodell (Angebot von dynamischen Tarifen).

In Zukunft muss dem Thema LM ein größerer Aktionsradius ermöglicht und eine höhere Bedeutung beigemessen werden, um Industrieunternehmen die Chance zu geben, potenzielle Flexibilität an bieten zu können. Zum einen kann somit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet und zum anderen die Wettbewerbsfähigkeit gesichert werden. Eine Übersicht für existierende Einsatzgebiete

(blau) und das zukünftige Feld (grün) gibt Abbildung 8. Diese Übersicht erfasst nicht nur die Anwendungsmöglichkeiten für LM, sondern stellt auch die unterschiedlichen Märkte dar, an denen mögliche Potenziale platziert und monetär umgesetzt werden könnten. Im Folgenden werden die einzelnen Bereiche, beginnend mit der Spitzenlastreduktion, kurz vorgestellt.

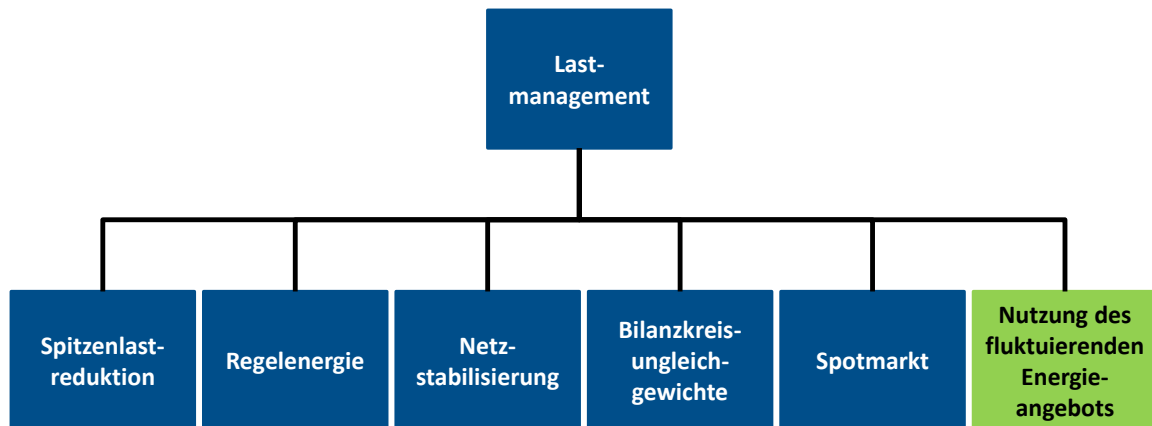


Abbildung 8: Anwendungen von Lastmanagement (eigene Darstellung) [36]

Nach § 12 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) erfolgt bei Kunden, die innerhalb eines Jahres mehr als 100.000 kWh¹⁰ nutzen, eine registrierte Lastgangmessung. Die Messperiode beträgt bei Strom 15 Minuten und bei Gas 60 Minuten. Es werden die vom Energieanbieter konstant bereitgehaltene Reserveleistung (MW) und die vom Kunden genutzte Arbeit (MWh) gemessen. Der Strompreis setzt sich aus dem Leistungs- und dem Arbeitspreis zusammen. Der Leistungspreis richtet sich nach der höchsten gemessenen Viertelstundenleistung (Spitzenlast) in einem Jahr. Als Berechnungsgrundlage wird aus den oben genannten Messwerten die mittlere bezogene Leistung während des Zeitraums kalkuliert [37]. Der Arbeitspreis ergibt sich aus der bezogenen elektrischen Arbeit (MWh) und stellt das Entgelt für den abgenommen Strom dar. Lastmanagement wird u.a. eingesetzt, um durch den zu bezahlenden Leistungspreis bedingte kostenintensive Lastspitzen zu senken und diesen frühzeitig vorzubeugen.

Weitere Anwendungsbereiche von Lastmanagement sind in der Bereitstellung von Regelenenergie und in der Netzstabilisierung zu sehen. Für die Teilnahme am Regelenenergiemarkt müssen die entsprechenden Anlagen präqualifiziert werden.¹¹ Obendrein kann LM zur lokalen Netzstabilisation genutzt werden. Besteht die Gefahr, dass bspw. das Spannungsband durch einen extremen Spannungsanstieg bzw. -abfall am Ende einer Leitung in einem Strangnetz verletzt wird und somit ein Versorgungsausfall droht, kann in diesem Beispiel durch LM entgegengewirkt werden.

LM kann ebenso zur Bewirtschaftung von Bilanzkreisen¹² (Bilanzungleichgewichte) und zur Vermarktung von vorhandenen Flexibilitäten auf den entsprechenden Märkten (*Day-Ahead*- und *Intraday*-

¹⁰ Diese Grenze kann individuell unter Berücksichtigung von § 10 III 1 MessZV nach unten angepasst werden (§ 12 II 2 StromNZV).

¹¹ Weiterführende Informationen zum Regelenenergiemarkt und dem Präqualifikationsverfahren sind unter www.regelleistung.net zu finden.

¹² Bilanzkreise sind virtuelle Energiemengenkonten, welche von den ÜNB geführt werden, um Marktteilnehmern wie z.B. Händlern oder Bilanzkreisverantwortlichen die Saldierung aller tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Regelgebietes zu ermöglichen (vgl. TenneT).

Markt) eingesetzt werden. In der Zukunft muss LM für die effizientere Nutzung des immer weiter steigenden Anteils des fluktuierenden Energieangebots durch Sonne und Wind genutzt werden.

Nach § 40 V EnWG sind Energielieferanten ab dem 01.01.2011 verpflichtet, einen Tarif anzubieten, der zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs anreizt (lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife) [38]. Durch diese Festlegung ist leider nur ein kleiner Schritt in die richtige Richtung gemacht worden. In der Umsetzung wird das Desiderat leider nicht erfüllt. Die meisten Lieferanten bieten heute nur einen Hoch- und Niedertarif an, ein Verfahren das bereits vor einigen Jahrzehnten existierte. Stattdessen muss von den Akteuren ein Angebotsabhängiger Tarif konstruiert werden.

Nachdem die Anwendungsgebiete des Lastmanagements und deren Märkte (aktuell und zukünftig) vorgestellt wurden, werden in der folgenden Tabelle ergänzend dazu die Interessensgruppen vorgestellt (s. Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht zum Lastmanagement

Lastmanagement						
Anwendungen	Spitzenlastreduktion	Regelenergie	Netzstabilisierung	Bilanzkreisungleichgewichte	Spotmarkt	Nutzung des fluktuierenden Energieangebots
Interessensgruppen						
Händler	-	-	-	-	X	X
Bilanzkreisverantwortlicher	-	X	-	X	X	X
Industrieunternehmen	X	X	X	X	X	X
Virtuelles System	-	X	X	X	X	X
Netzbetreiber	-	X	X	X	X	X

Es kristallisiert sich heraus, dass ein Industrieunternehmen, das am Stromgroßhandel teilnimmt, über die größte Anzahl von Möglichkeiten verfügt LM zu nutzen. Der Handel am Spotmarkt bietet für alle Interessensgruppen eine Vermarktungsmöglichkeit.

Bei der Betrachtung von LM und dessen Potenzialen werden zwei unterschiedliche Begrifflichkeiten verwendet: *Lastmanagementpotenzial* und *Lastverschiebungspotenzial*. Lastmanagementpotenzial beschreibt die technische Möglichkeit, eine Last zu steuern und zu regeln. Wird nun das Lastmanagementpotenzial um eine zeitliche Komponente und eine Mengenangabe, die durch den Produktionsprozess determiniert ist, ergänzt, spricht man von Lastverschiebungspotenzial. Bei einer Lastverschiebung wird zwischen Lasterhöhung und -reduktion unterschieden. Hier wird die Nachfrage vorgezogen bzw. nachgeholt. Ergänzend hierzu ist der Lastabwurf zu sehen, bei dem die Nachfrage nicht nachgeholt wird. Abbildung 9 zeigt den beschriebenen Sachverhalt in übersichtlicher Weise.

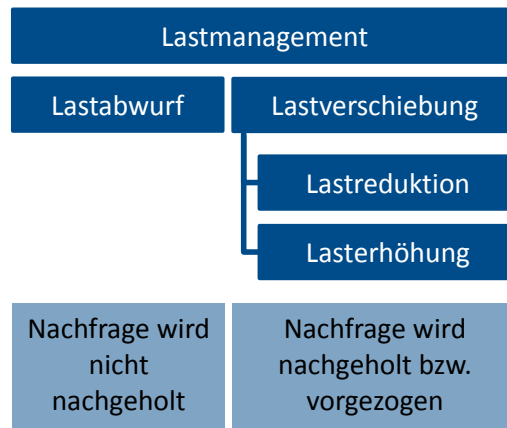


Abbildung 9: Einordnung der Begrifflichkeiten: Lastmanagement, Lastverschiebung, Lastabwurf

Bei einem Vergleich der Kosten ist festzustellen, dass die Kosten eines Lastabwurfes immer höher sind als die einer Lastverschiebung (vgl. S.62). Ökonomisch wären die Kosten eines Lastabwurfes vergleichbar mit dem *Value of Lost Load* (VoLL)¹³. Der VoLL ist ein geschätzter Wert, den Kunden mit einem Stromliefervertrag zu zahlen bereit sind, um eine Versorgungsunterbrechung zu vermeiden [39]. Der Wert wird üblicherweise in €/kW angeben. Der folgende Zusammenhang beschreibt mögliche Abhängigkeiten:

$$VoLL = f(Dauer, Zeitpunkt, Produkt, Reaktionszeit) \quad \text{Gl. (3.1)}$$

<i>VoLL</i>	=	Value of Loss Load in €/kW
<i>Dauer</i>	=	Ausfalldauer in Zeiteinheiten
<i>Zeitpunkt</i>	=	Zeitpunkt des Ausfalls (Zeit, Tag, Monat, Quartal, Saison, Jahr)
<i>Produkt</i>	=	Kosten bei Produktionsausfall in € pro Einheit
<i>Reaktionszeit</i>	=	Eigenschaften des Produktionsprozesses

Es wird deutlich, dass für die Analyse von Lastmanagement- bzw. Lastverschiebungspotenzialen viele Größen und Faktoren eine Rolle spielen. Diese werden in Kapitel 6 im Rahmen der Modellentwicklung detailliert vorgestellt. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird *Demand Side Integration* (DSI)¹⁴ als Synonym für alle diskutierten Termini verwendet.¹⁵

¹³ Feststehender Begriff, daher in englischer Sprache.

¹⁴ „Demand Side Integration“ ist eine Wortschöpfung der VDE Task Force „Demand Side Integration“ unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Zbigniew A. Styczynski.

¹⁵ Mit Ausnahme von wörtlichen Zitaten.

Des Weiteren muss der Begriff *Potenzial*, der im weiteren Verlauf der Arbeit eine elementare Rolle spielt, zum besseren Verständnis genauer definiert werden. Es existieren vier unterschiedliche Arten von Potenzialen, die im Folgenden aufgelistet und voneinander abgegrenzt werden:

- **„Theoretisches Potenzial:** ergibt sich aus der maximal möglichen Umsetzung einer Technologie, die aus dem gesamten Angebot einer Energieform oder der gesamten Nachfrage besteht [...].
- **Technisches Potenzial:** ergibt sich aus dem theoretischen Potenzial unter Berücksichtigung technischer, ökologischer, infrastruktureller und anderer Belange [...].
- **Wirtschaftliches Potenzial:** entspricht dem Anteil des technischen Potenzials, der wirtschaftlich im Vergleich zu anderen Energieformen genutzt werden kann. Als Kriterium dafür wird die Amortisation des investierten Kapitals innerhalb der Anlagennutzungsdauer herangezogen [...].
- **Praktisches Potenzial:** beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung. Es ist in der Regel geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da es im Allgemeinen nicht sofort, sondern allenfalls innerhalb eines längeren Zeitraumes vollständig erschließbar ist [...].“¹⁶

Auf den folgenden Seiten wird erläutert, warum die Industrie im Rahmen der gewählten Thematik der Nachfrageflexibilisierung im Fokus dieser Arbeit steht.

In Deutschland betrug die gesamte Netto-Stromnachfrage im Jahr 2011 insgesamt rund 538,5 Mrd. kWh. Die Netto-Nachfrage beschreibt die Nutzung elektrischer Arbeit abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und der Übertragungs- und Netzverluste. Die Brutto-Nachfrage betrug für das Jahr 2011 rund 602,6 Mrd. kWh [40].

Die Nutzer der Netto-Stromnachfrage lassen sich in fünf Gruppen aufteilen (s. Abbildung 10). Fast die Hälfte der 538,5 Mrd. kWh wurden von der Industrie genutzt (47 %). Haushalte und Gewerbe fragten zusammen 48 % nach. Die verbleibenden 5 % teilten sich Landwirtschaft (2 %) und Verkehr (3 %).

¹⁶ Auflistung nach [35].

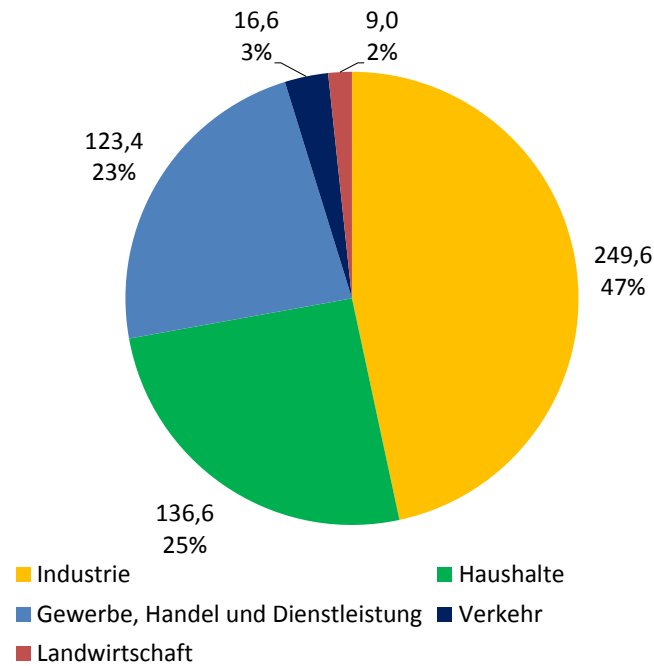


Abbildung 10: Struktur der Stromnachfrage 2011 in Mrd. kWh bzw. TWh (eigene Darstellung) [40]

Wird die Anzahl der Stromkunden je Nachfragegruppe betrachtet und zur genutzten Strommenge in Relation gesetzt, lässt sich der „Stromverbrauch“ pro Kunde feststellen. Im Jahr 2011 betrug die Anzahl der Stromkunden im industriellen Bereich 0,33 Mio. Somit liegt der Stromverbrauch pro Stromkunde hier bei 756,36 MWh/Kunde. Die verbleibenden Gruppen werden durch 45 Mio. Stromkunden repräsentiert. Dies führt zu einem Stromverbrauch von 6,35 MWh pro Stromkunde. Zwischen diesen ermittelten Werten liegt der Faktor 119 [41]. Aufgrund dieses Sachverhalts liegt es nahe, den Fokus aller weiteren Betrachtungen auf die Industrie zu legen.

Welcher Industriezweig fragt wie viel Strom nach?¹⁷ Abbildung 11 zeigt, wie sich die 239,6 Mrd. kWh¹⁸ auf die verschiedenen Branchen verteilen.

¹⁷ Die Betrachtung umfasst nur die Stromnachfrage. Die Nachfrage nach Kohle und Erdgas wurde nicht berücksichtigt. Des Weiteren lagen die Daten in Terajoule [TJ] ($1 \cdot 10^{12} \text{ J} = 1 \cdot 10^{12} \text{ Ws}$) vor. Es wurde eine Umrechnung durchgeführt: $1 \text{ J} = 2,78 \cdot 10^{-7} \text{ kWh}$ oder $1 \text{ kWh} = 3.600.000 \text{ J}$.

¹⁸ Dieser Wert unterscheidet sich zu dem Wert in Abbildung 10, da unterschiedliche Zeiträume betrachtet werden (Grund: Verfügbarkeit der Datenquelle). Die unterschiedlichen Werte lassen sich durch die Konjunkturentwicklung begründen. Ein Indiz hierfür ist der Auftragseingangindex, der im Jahr 2010 durchschnittlich bei 106 und im Jahr 2011 bei 114 lag (Datenquelle: Statistisches Bundesamt).

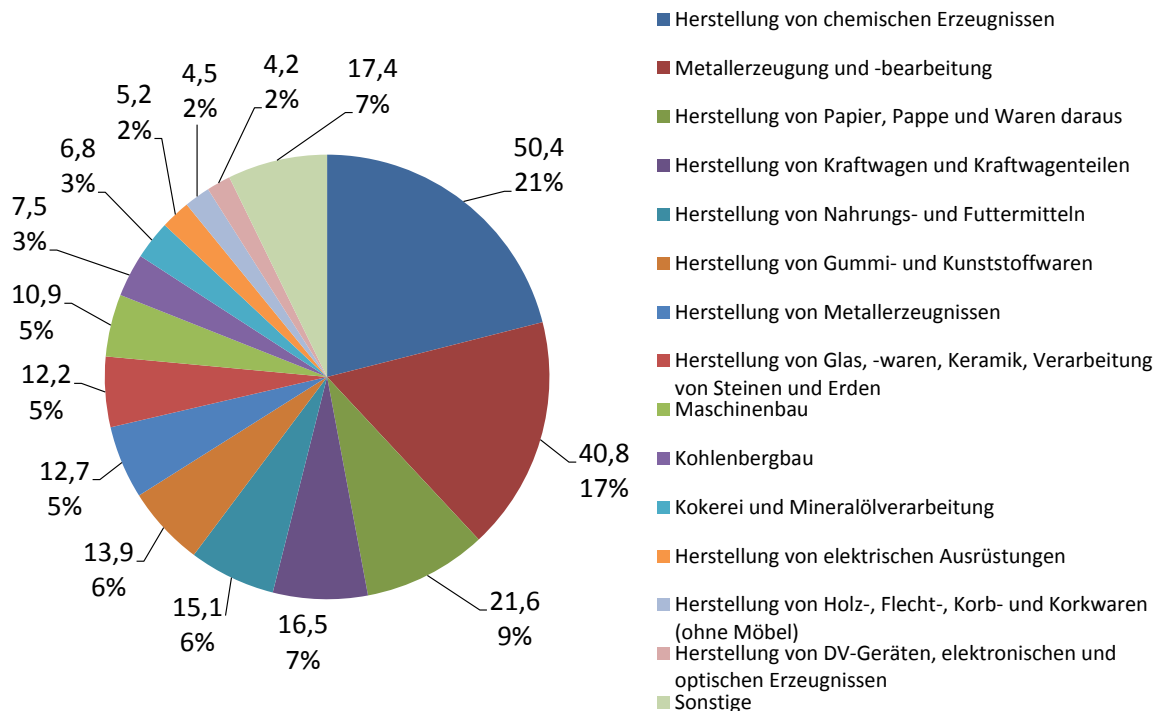


Abbildung 11: Stromnachfrage der Industrie 2010 in Mrd. kWh bzw. TWh (eigene Darstellung) [42]

Mehr als die Hälfte (54 %) der 239,6 TWh werden zur Herstellung von chemischen Erzeugnissen (21 %), Metallerzeugung und -bearbeitung (17 %), Herstellung von Papier, Pappe und sonstigen wiederum daraus hergestellten Waren (9 %) und zur Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen (7 %) verwendet. Die Rubrik *Sonstige* umfasst alle Branchen, deren Stromnachfrage jeweils < 2 % von 239,6 TWh beträgt.¹⁹ Nachdem die Verteilung der industriellen Stromnutzung dargestellt wurde, soll im folgenden Absatz auf die Stromintensität der einzelnen Branchen eingegangen werden. Hierfür werden die genutzte Strommenge und die Bruttowertschöpfung der einzelnen Industriezweige ins Verhältnis gesetzt, um zu zeigen, inwieweit die Stromkosten im Vergleich zu den Gesamtkosten des Unternehmens eine Rolle spielen. Ergänzend wird in Abbildung 12 die Anzahl der Unternehmen je Industriezweig (Deutschland) dargestellt.

¹⁹ Im Einzelnen: Herstellung von Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild- und Datenträgern, Herstellung von Textilien. Getränkeherstellung, Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen, Sonstiger Fahrzeugbau, Herstellung von sonstigen Waren, Herstellung von Möbeln, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen, Gewinnung von Erdöl und Erdgas, Tabakverarbeitung, Herstellung von Bekleidung, Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen, Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen.

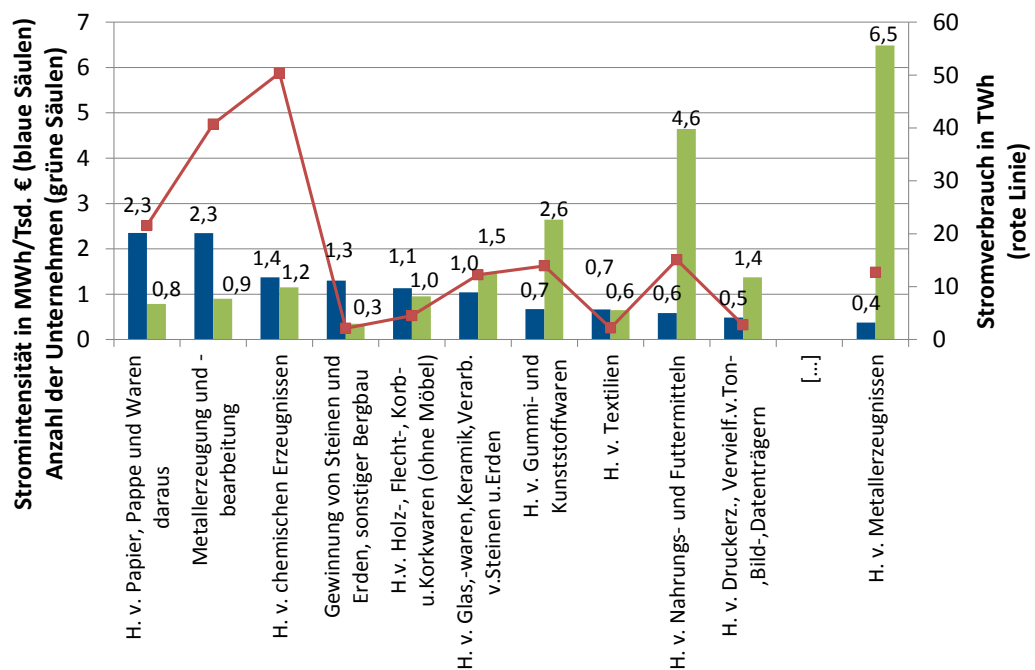


Abbildung 12: Die zehn stromintensivsten Industriezweige Deutschlands in kWh pro Tsd. € Bruttowertschöpfung, ihr Stromverbrauch und die Anzahl der Unternehmen im Jahr 2010 (eigene Darstellung) [42, 43]

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Papier- und Metallindustrie gefolgt von der chemischen Industrie die stromintensivsten Branchen darstellen. Ergänzend wird in der obigen Abbildung der Industriezweig *Herstellung von Metallherzeugnissen* dargestellt, da das bereits bei der Darstellung der Grundlagen zur DSI-Thematik betrachtete Unternehmen in diesem Bereich einzuordnen ist.

3.2. Der Stromhandel am Intraday-Markt

Im folgenden Kapitel werden die für DSI-Maßnahmen relevanten Stromhandelsmärkte vorgestellt, so dass hieraus der Aktionsraum für die in Kapitel 5 dargestellte Preisanalyse und das in Kapitel 6 entwickelte REFI-Modell abgeleitet werden kann.

Grundsätzlich wird Strom im Großhandel auf zwei strukturell sich unterscheidenden Marktplätzen gehandelt. Dem „Over The Counter“ (OTC)-Markt und an einer Strombörse. Die genannten Handelsplattformen unterscheiden sich im Grad der Standardisierung und der Anonymität. Ergänzend dazu existieren Märkte auf denen ausschließlich Systemdienstleistungen (z.B. auf dem Regelleistungsmarkt) angeboten werden. Die folgende Grafik (Abbildung 13) zeigt eine strukturelle Übersicht hinsichtlich möglicher Strombezugs- und Stromvertriebswege.

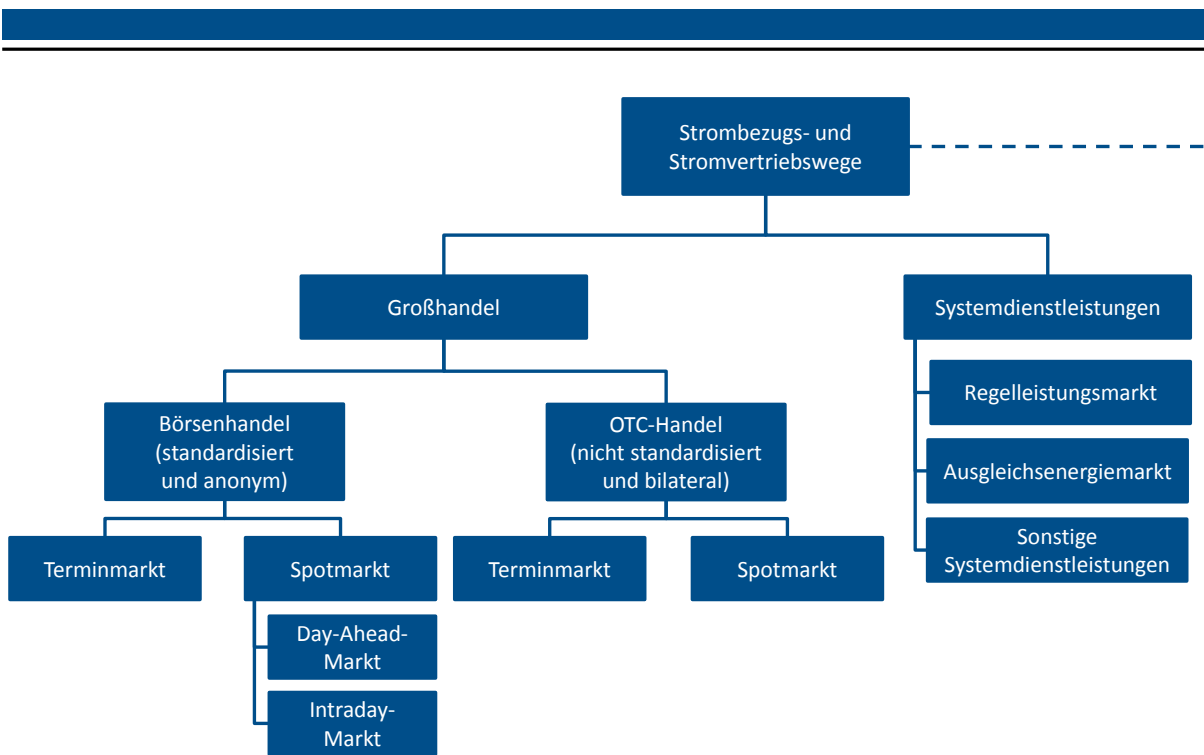


Abbildung 13: Strukturelle Übersicht der Strombezugs- und Stromvertriebswege (eigene Darstellung) [44]

Aufgrund der aktuellen Entwicklung in der Energiewirtschaft und den gesetzten Schwerpunkten in Forschungsprojekten (siehe z.B. E-Energy) könnten sich in Zukunft weitere Strombezugs- und Stromvertriebswege ergeben [45]. Gekennzeichnet durch die gestrichelte Linie könnten bspw. an regionalen Marktplätzen lokale Stromüberschüsse oder Lastangebote (Flexibilitätspotenziale) angeboten und nachgefragt werden [46]. Es steht zur Diskussion, wo diese regionalen Marktplätze einzuordnen sind und welche Regularien gelten. Grundsätzlich muss im Großhandel neben der Unterscheidung Börsen- und OTC-Handel zwischen Termin- und Spotmarkt differenziert werden. Diese Märkte unterscheiden sich im Hinblick auf den Zeithorizont und die Erfüllungsart des Kontrakts. Der Spotmarkt unterliegt einer weiteren Segmentierung in *Day-Ahead*- und *Intraday*-Markt. Die folgende Abbildung 14 ordnet die unterschiedlichen Märkte – Termin-, Spot-, Regelleistungs- und Ausgleichsenergiemarkt – in einen zeitlichen Rahmen ein. Ausgangspunkt ist der Zeitpunkt der Stromlieferung (t_0). Die Darstellung des Regelenenergie- und Ausgleichsenergiemarkts erfolgt lediglich aus Gründen der Vollständigkeit.

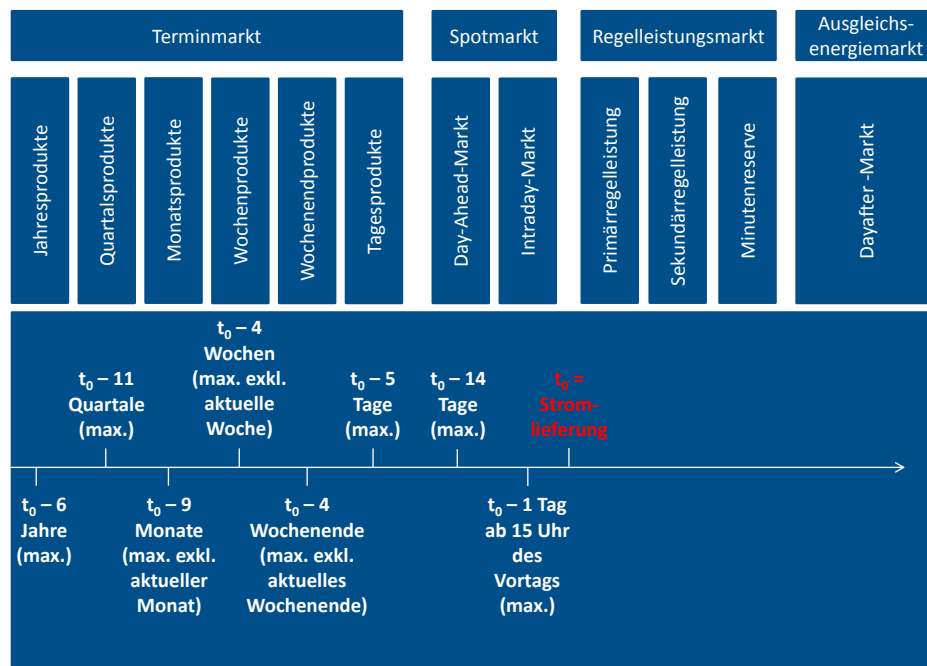


Abbildung 14: Zeitliche Einordnung der Strombezugs- und Stromvertriebswege

In Europa existieren mehr als 25 Stromhandelsbörsen [47]. Für die Betrachtung des Börsenhandels stehen eine der bedeutendsten Energiehandelsbörsen Europas, die *European Energy Exchange AG* (EEX), und deren Tochtergesellschaften im Fokus. Neben dem Produkt *Strom* werden an der EEX auch *Gas* und *CO₂-Zertifikate* gehandelt, die aber in dieser Arbeit nicht weiter beleuchtet werden sollen.

Abbildung 15 zeigt alle einzugehenden Verträge und Vereinbarungen. Ausgangspunkt der Beschreibung ist das Unternehmen (s. Abbildung 15: unten mittig). Ist ein Unternehmen zum Börsenhandel zugelassen und hat ein Mitarbeiter die Prüfung zum Börsenhändler absolviert, ist das Unternehmen ein Börsenmitglied. Als solches muss es mit verschiedenen Institutionen vertragliche Bindungen und Vereinbarungen eingehen, um handelsfähig zu werden. Das Unternehmen trifft, sofern es nicht selbst zum Clearing zugelassen ist, mit einem von der *European Commodity Clearing AG* (ECC) zugelassenen Clearing-Mitglied eine *Clearing-Vereinbarung* und eine *Nicht-Clearing-Mitglied-Vereinbarung* (NCM-Vereinbarung). Des Weiteren muss es zur physischen Erfüllung mit dem zuständigen ÜNB einen *Bilanzkreisvertrag* schließen. Dieser *Bilanzkreisvertrag* wird als Kopie an das Clearinghaus versendet. Mit dem Clearinghaus muss ein *Produktvertrag* und ebenfalls eine *NCM-Vereinbarung* getroffen werden. Abschließend wird mit der *Börsenvereinbarung* die rechtliche Beziehung zur Börse hergestellt. Die Pfeile in der Abbildung beschreiben den Fluss zweier unterschiedlicher Güter. Der grüne Pfeil illustriert den Weg der physikalischen Erfüllung und der rote Pfeil zeigt den Weg des Geldes. Somit wurden alle relevanten Vertragsbeziehungen erläutert.

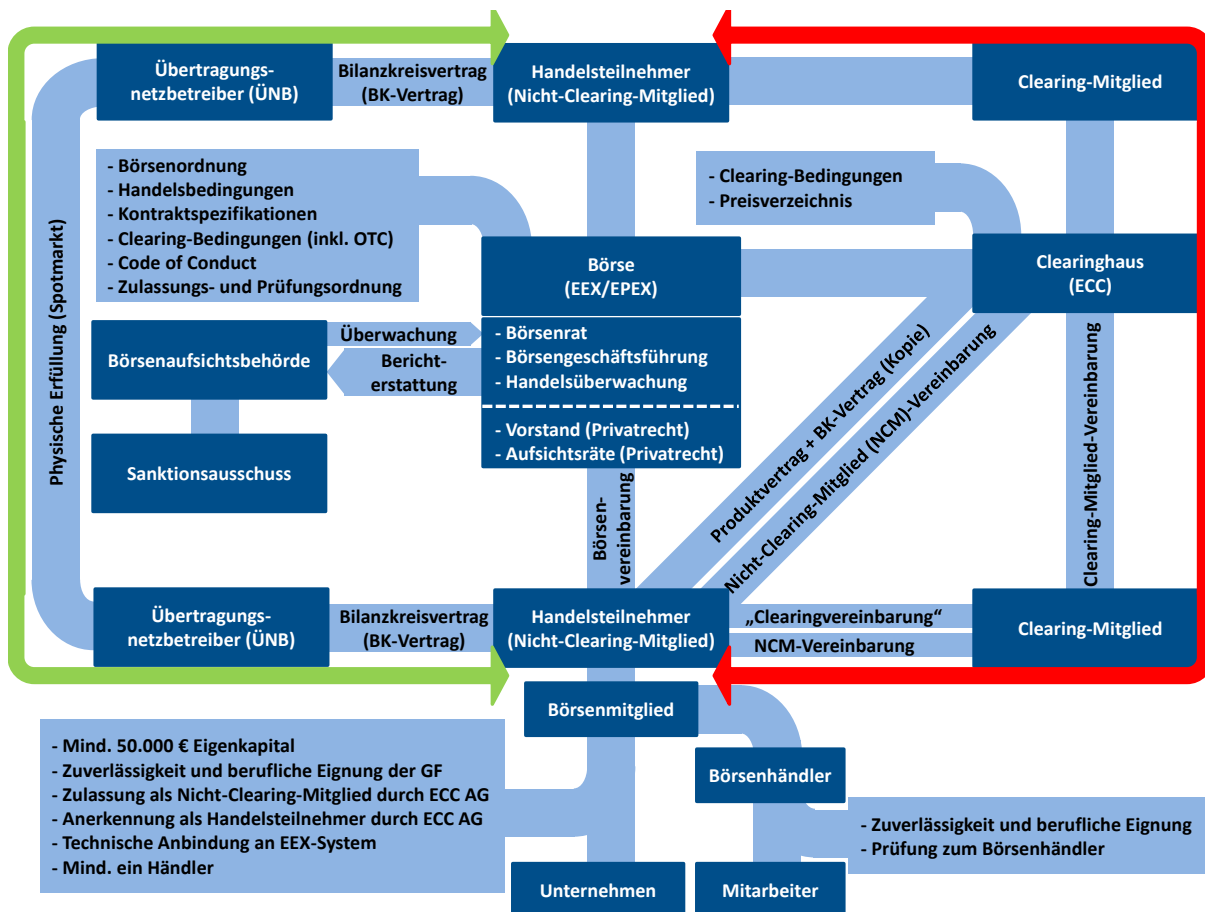


Abbildung 15: Übersicht Börsenzulassung, Börsenstruktur, Börsenorgane, Regelwerke und Vertragsbeziehungen (eigene Darstellung) [47]

In den folgenden Absätzen wird auf den *Intraday*-Markt als Teilmarkt des Spotmarkts eingegangen. Die Motivation für die Teilnahme am *Intraday*-Markt liegt in der Möglichkeit, die Beschaffung oder Vermarktung von Strommengen sehr kurzfristig (*Intraday*) optimieren zu können [48]. Termin- und Spotmarkt differenzieren sich hinsichtlich zweier wesentlicher Aspekte. Neben dem geltenden Zeit-horizont auf den jeweiligen Märkten unterschieden sich diese grundlegend bei der Erfüllung von Kontrakten. Auf dem Spotmarkt muss im Unterschied zu den auf dem Terminmarkt gehandelten Kontrakten eine beidseitige physische Erfüllung dieser stattfinden. Das bedeutet, dass eine reale Lieferung bzw. Abnahme von Strom erfolgt. Die Lieferorte für die physische Erfüllung sind für den deutsch-französischen *Intraday*-Markt die vier deutschen Regelzonen und die von *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE) betriebene französische Regelzone.

Der deutsch-französische *Intraday*-Markt wird von der European Power Exchange (EPEX SPOT SE) betrieben. Die EPEX hat ihren Sitz in Paris und unterhält eine Niederlassung in Leipzig. Dort wird das und Intraday-Marktgeschäft abgewickelt. Die EPEX deckt vier Marktgebiete ab (Deutschland, Schweiz, Frankreich und Österreich) und verwaltet fünf Marktsegmente (Auktion Deutschland, Auktion Frankreich, Auktion Schweiz, Intraday Deutschland und Intraday Frankreich). Trotz der Kopplung des deutschen mit dem französischen *Intraday*-Markt liegen hinsichtlich der handelbaren Produkte und Regularien Unterschiede vor. Der Fokus weiterer Betrachtungen liegt auf dem *Intraday*-Markt in der deutschen Regelzone.

Der *Intraday*-Markt ist als ganzjähriger kontinuierlicher Handel zu verstehen. Dies bedeutet, dass es rund um die Uhr (24/7) möglich ist zu handeln. Da ein Handel am Spotmarkt immer mit der physikalischen Erfüllung verknüpft ist, liegen Zeitfenster vor, in denen ein bestimmter Kontrakt gehandelt werden muss.

Im Allgemeinen können 24 Stunden bzw. 96 Viertelstunden gehandelt werden. Die Stunde 01 steht für die Stunde zwischen 00:00 Uhr und 01:00 Uhr. Viertelstundenkontrakte werden in einem gesonderten Orderbuch geführt. Jeder Kontrakt kann bis spätestens 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Für Stundenkontrakte öffnet das Orderbuch ab 15:00 Uhr des Vortages und für Viertelstundenkontrakte seit dem 05.11.2012 ab 16:00 Uhr des Vortages (früher: zwei Stunden vor Lieferbeginn) [48].^{20,21} Stundenkontrakte können sowohl im MW- als auch im kW-Bereich gehandelt werden, Viertelstundenkontrakte hingegen sind nur im MW-Bereich handelbar.

Um ein besseres Verständnis zu erlangen, zeigt die untenstehende Grafik einen Tagesausschnitt mit allen genannten Handelsfenstern und verdeutlicht die Unterschiede (s. Abbildung 16). Im dargestellten Beispiel soll die Stunde 19 (18:00 - 19:00 Uhr) und die Viertelstunde 17/4 (17:45 - 18:00 Uhr) gehandelt werden (durch den Stern gekennzeichnet). Das Handelszeitfenster für Stunde 19 beginnt um 15:00 Uhr des Vortages und endet um 18:15 Uhr des laufenden Tages, das Fenster für die Viertelstunde 17/4 beginnt um 16:00 Uhr des Vortages und endet um 17:00 Uhr des laufenden Tages. Die Einführung von Viertelstundenkontrakten in den Handel soll die Integration von Erneuerbaren – gerade von fluktuierenden – Energien in das System optimieren.

...	15/ 1	15/ 2	15/ 3	15/ 4	16/ 1	16/ 2	16/ 3	16/ 4	17/ 1	17/ 2	17/ 3	17/ 4	18	19	...
				Öffnung des Orderbuches für Stunde 18 (Handel ab 15 Uhr des Vortages möglich)											
				Zeitfenster für Handel						Handelsschluss (45 Min.)			★		
				Öffnung des Orderbuches für Stunde 17/4 (Handel ab 16 Uhr des Vortages möglich)											
				Zeitfenster für Handel						Handelsschluss (45 Min.)			★		

Abbildung 16: Handelszeitfenster für Stunden (oben)- und Viertelstundenkontrakte (unten)

Neben den Einzel- bzw. Viertelstundenkontrakten existieren zwei vordefinierte Blockgebote. Der Block *Baseload* gilt wie auf dem *Day-Ahead*-Markt für Stunde 01 bis Stunde 24. Der vordefinierte Block *Peakload* gilt für Stunde 09 bis Stunde 20. Ebenso können Blöcke individuell festgelegt werden.

²⁰ Die Erweiterung des Handelszeitfensters für Viertelstunden-Kontrakte erfolgt im Rahmen einer 6-monatigen Testphase.

²¹ Viertelstunden-Kontrakte existieren nur auf dem deutschen Marktsegment.

3.3. Fazit und Ausblick auf die folgenden Kapitel

Während die für DSI-Maßnahmen relevanten Märkte hinsichtlich ihrer Eigenschaften, ihrer handelbaren Produkte, der notwendigen Vertragsbeziehungen, der geltenden Fristen und der jeweiligen Angebotserstellung beleuchtet worden sind, ist deutlich geworden, dass der beschriebene Teilmarkt der einzig relevante Markt ist, der für die Nachfrage und das Angebot einer kurzfristigen Flexibilität aktuell in Frage kommt. Aufgrund der geringen Abstände zwischen Handelsangebot und der physikalischen Handelserfüllung (*Intraday*: bis 45 Minuten vorher) bietet gerade dieser Markt Potenzial für kurzfristige Optimierungsmaßnahmen. Einer langfristigen Anpassung der Nachfrage an das fluktuierende Angebot von Wind und Sonne auf dem Terminmarkt wird durch die Unsicherheit der Wetterprognosen unmöglich gemacht. Aus diesem Grund werden Prognosen von einem Wahrscheinlichkeitskanal ummantelt, der in Abhängigkeit vom betrachteten Zeithorizont größer wird. Innerhalb eines Tages können Prognosen bspw. um bis zu $\pm 60\%$ abweichen. Ein Industrieunternehmen, das an der Börse aktiv ist und von einem Dienstleister regelmäßig Wetterprognosen über Sonne und Wind erhält, kann somit, sofern seine Produktionsprozesse Flexibilitäten ermöglichen, von einer durchgeführten Adaption seiner Nachfrage profitieren. Schon heute wirkt sich die Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf den Preis am Markt aus. Unter Berücksichtigung des eingeschlagenen Entwicklungspfads und der damit verbundenen Ziele wird sich diese Korrelation weiter verstärken. Im folgenden Kapitel (Kapitel 4) wird zum einen auf den Stand der Wissenschaft zur DSI-Thematik eingegangen und zum anderen eine Abgrenzung von bestehenden Arbeiten vorgenommen. Des Weiteren wird in Kapitel 5 eine Preisanalyse zu Produkten der soeben diskutierten Märkte durchgeführt. Sowohl die Methodik als auch die gewonnenen Erkenntnisse werden dargelegt und in aggregierter Form gezeigt. Letztere müssen Einfluss auf die Handelsstrategie des Industrieunternehmens haben, wenn dieses die Chance nutzen will, seine Flexibilitäten ökonomisch zu vermarkten. Das letzte inhaltliche Kapitel (Kapitel 6) stellt die Konzeptionierung, Implementierung und Evaluierung des REFI-Modells vor.

4. Stand der Wissenschaft (*Related work*)

Nachdem die Grundlagen gelegt worden sind, wird nun der Status quo der Wissenschaft zur DSI-Thematik diskutiert. Während der Literaturrecherche sind zwei wesentliche Aspekte ins Auge gefallen: Zum einen hat sich gezeigt, dass hinsichtlich der DSI-Thematik in Deutschland sowohl regulatorisch als auch in der Umsetzung im Vergleich zu bspw. den USA oder Frankreich Nachholbedarf besteht, und zum anderen, dass als direkte Konsequenz dieses Umstandes im nationalen Umfeld relativ wenig Literatur zur Verfügung steht.

4.1. Literatur im Forschungsbereich der Nachfrageflexibilisierung

Auf internationaler Ebene existieren bereits einige Verbände und Agenturen, die sich mit dem Thema DSI intensiv auseinandersetzen. Die Internationale Energieagentur hat im Jahr 1993 das Programm „Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes“ ins Leben gerufen. In diesem werden gemeinsam von 15 Nationen²² DSI-Möglichkeiten entwickelt und vorangetrieben. 24 Schwerpunktaufgaben [49] werden bis 2014 bearbeitet. Auf europäischer Ebene existiert die *Smart Energy Demand Coalition* (SEDC) – eine Gruppe von Industrievertretern und DSI-Anbietern –, die die Anforderungen für die Anwendung von DSI-Maßnahmen im europäischen Energieversorgungsnetz voranbringen und vereinheitlichen will [50]. Eine von der SEDC erstellte Marktübersicht bezüglich der DSI-Anbieter zeigt Abbildung 17.

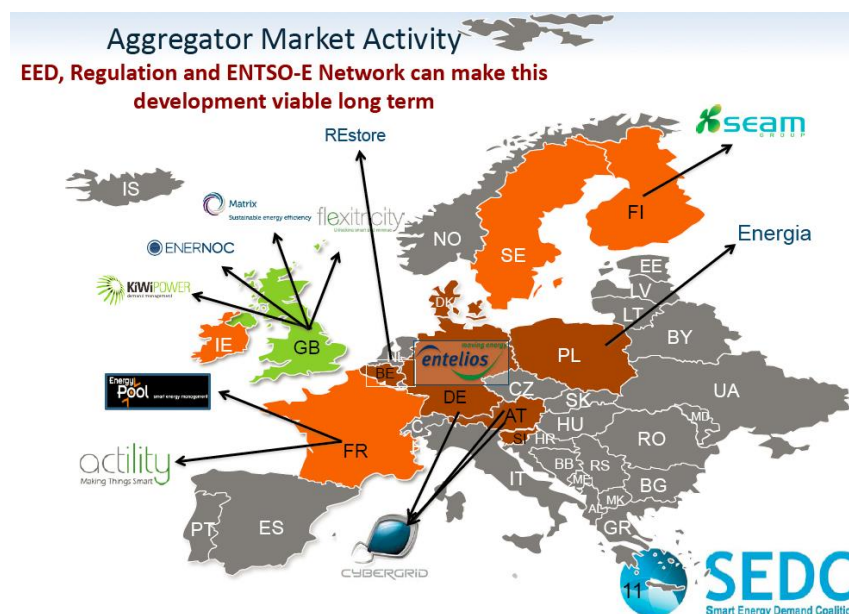


Abbildung 17: DSI-Anbieter im europäischen Raum [51]

Um die Größenverhältnisse darzustellen, werden drei DSI-Anbieter anhand ihrer Poolgröße²³ verglichen. In den USA existieren bereits mehrere Unternehmen die DSI als Dienstleistung anbieten. Das

²² Österreich, Italien, Belgien, Korea, Schweden, Finnland, Niederlande Schweiz, Frankreich, Neuseeland, Großbritannien, Indien, Norwegen, Spanien und USA.

²³ Pool bezeichnet das verfügbare Portfolio von schaltbaren Lasten.

Unternehmen *Enernoc Inc.*, das auch in Europa aktiv ist, verfügt über 8,5 GW an schaltbaren Lasten [52]. In Frankreich ist das Unternehmen *Energy-Pool* mit knapp 1 GW der führende DSI-Anbieter [53]. In Deutschland ist der erste Anbieter von DSI-Dienstleistungen die *Entelios AG* aus München mit einem Pool von ca. 100 MW.²⁴

4.1.1. Literatur im nationalen Umfeld

Beginnend mit dem nationalen Stand der Forschung zur technischen Realisation von DSI hat die Recherche gängiger Literatur ergeben, dass die folgende Auswahl an Studien und Artikeln die Leitplanken der Forschungsaktivitäten bezüglich der Thematik DSI in Deutschland darstellen.

In der *dena Netzstudie II* (dena) wird zu Beginn des Kapitels *Technische und wirtschaftliche Potenziale von Demand Side Management* auf die Einsatzmöglichkeiten für DSI eingegangen [54]. In der Studie wird nur das Potenzial der Haushalte und der energieintensiven Industrie behandelt. Im Rahmen dieser Arbeit werden nur die Industriepotenziale erläutert. Anschließend werden die möglichen DSI-Prozesse kategorisiert und eine Potenzialanalyse durchgeführt. Daran schließt eine Betrachtung selektierter Prozesse mit den jeweiligen Kosten an, die an dieser Stelle nur peripher erläutert werden, da es sich im Weiteren um Einzelbetrachtungen (z.B. Einsatz einer Wärmepumpe) handelt, die nicht im Fokus dieser Arbeit liegen.

Die in der Studie behandelten Einsatzgebiete von DSI sind mit denen aus Abbildung 8 deckungsgleich. Zu ergänzen ist jedoch das Anwendungsfeld *Nutzung des fluktuierenden Energieangebots*. Die für die energieintensive Industrie ermittelten Potenziale lassen sich wie folgt quantifizieren (s. Tabelle 2):

Tabelle 2: DSI-Potenziale der stromintensiven Industrie (dena) (eigene Darstellung) [54]

Bereich		Stromintensität in kWh/t	Potenzial in TWh	DSI Leistung in MW	Speichergröße in MWh
Zementherstellung:		Rohmühlen: 26			
Roh- und Zementmühlen		Zementmühlen: 45	2,20	314	-
Chloralkali- elektrolyse	Membranverfahren	2.850	2,01	263	132
	Diaphragmaverfahren	3.500	1,22	160	80
	Amalgamverfahren	3.400	1,91	246	123
Aluminiumelektrolyse		15.000	2,43	277	-
Elektrolichtbogenofen		525	7,19	1.098	-
Papierherstellung: Holzstoffaufbereitung		1.850	2,90	311	467

Die gewählte Vorgehensweise zur Potenzialermittlung wird wie folgt erläutert: „Der Ermittlung des derzeit technisch möglichen Potenzials liegen Unternehmensbefragungen sowie Daten über produzierte Mengen, die Stromintensität im jeweiligen Produktionsprozess, die Vollbenutzungsstunden sowie der flexibel nutzbare Anteil zu Grunde. Diese Daten wurden durch Mittelwertbildung anhand der Produktionsmengen auf das gesamte Potenzial in Deutschland skaliert.“[54] Bei dieser Darstellung handelt es sich um das technische DSI-Potenzial. Es wird u.a. die DSI-Leistung in MW und die daraus errechnete äquivalente Speichergröße in MWh erfasst. Die Kostenbetrachtung untergliedert

²⁴ Eigene Schätzung (Stand 2012).

sich in die Parameter *variable Kosten*, *jährliche fixe Kosten* und *Investitionskosten*. Tabelle 3 zeigt die Kostenbestandteile der genannten Parameter, die aber nicht weiter beziffert werden.

Tabelle 3: Kosten von DSI-Maßnahmen, deren Parameter und Bestandteile (eigene Darstellung) [54]

Parameter	Kostenbestandteile
Variable Kosten	Opportunitätskosten für Produktionsausfall, sonstige variable Kosten, Delta der Beschaffungskosten, Speicherverluste
Jährliche fixe Kosten	Informationskosten, Transaktionskosten, Steuerungskosten
Investitionskosten	Installation von messtechnischen Einrichtungen, Automatische Regelungsmöglichkeiten

Die Kosten und ihre Parameter werden in Tabelle 4 spezifiziert. Die hohen variablen Kosten basieren auf den hohen Opportunitätskosten bei Produktionsausfall. Des Weiteren werden unter Berücksichtigung einer – in der Ausarbeitung festgelegten – 15 %-Lernrate zwei unterschiedliche Zeitpunkte betrachtet, bei denen sich diese Rate aber nicht gravierend auswirkt.

Tabelle 4: Variable, fixe und Investitionskosten für die untersuchten DSI-Prozesse (eigene Darstellung) [54, 55]

Lastreduktions- prozesse	Variable Kosten in €/MWh (2010)	Variable Kosten in €/MWh (2020)	Jährliche fixe Kosten in €/kW _a (2010)	Jährliche fixe Kosten in €/kW _a (2020)	Investitions- kosten in €/kW (2010)	Investitions- kosten in €/kW (2020)
Roh- und Zementmühlen	500 – 1.000	500 – 1.000	< 1	< 1	~ 10 – 20	~ 10 - 20
Aluminium- elektrolyse	500 – 1.500	500 – 1.500	< 1	< 1	< 1	< 1
Elektrolicht- bogenofen	> 1.000	> 1.000	< 1	< 1	< 1	< 1
Chloralkali- elektrolyse	> 100	> 100	< 1	< 1	< 1	< 1

Die *dena Netzstudie II* erfasst u.a. die Potenziale und Kosten von DSI-Maßnahmen. Eine der darin vorgenommenen Potenzialerfassungen gilt als Vorstufe der vorliegenden Arbeit. Der Nachweis, dass in der Praxis Potenziale existieren, ist Motivation für weitere Betrachtungen, die Aktivierung dieser Potenziale im Rahmen von Fallstudien und einer anschließenden Modellierung, um den tatsächlichen Nutzen für ein Industrieunternehmen aufzuzeigen.

In der Studie *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign* (ewi) wird ebenfalls auf das Thema der Nachfrageflexibilisierung eingegangen [10]. Diese wird im Rahmen der Studie als Alternative zum notwendigen Aufbau sicher verfügbarer Back-up-Erzeugungskapazitäten gesehen, um das Versorgungsniveau weiter halten bzw. verbessern zu können. DSI kann im Hinblick auf die Spitzenlastreduktion einen Beitrag leisten [10]. Zu Beginn wird qualitativ illustriert, wie sich kurzfristige DSI-Maßnahmen auf die Nachfragefunktion am Großhandelsmarkt auswirken. Anschließend wird das

technische Potenzial in Deutschland ermittelt.²⁵ Für die Hochrechnung des deutschlandweiten Potenzials von DSI-Maßnahmen²⁶ in einzelnen Stunden wurde von der kumulierten Anschlussleistung in Deutschland, den Kennzahlen über den zeitlichen Verlauf der Anwendungsauslastung und den Abschätzungen über die Prozess-Flexibilität ausgegangen. DSI-Maßnahmen können die Spitzenlast grundsätzlich reduzieren, wodurch Grenzkraftwerkskapazität eingespart werden kann [10]. Ferner wird rudimentär auf die Kosten und die Problematik der DSI-Maßnahmen eingegangen.

Die Studien unterscheiden sich im Hinblick auf die Ermittlung der technischen DSI-Potenziale erheblich. Zum einen divergiert die Zahlenbasis der Hochrechnung (dena-Studie: Produktionszahlen; ewi-Studie: installierte Leistung) und zum anderen wird die Betrachtung des industriellen Sektors in der Studie *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign* um verschiedene DSI-Prozesse ergänzt.²⁷ Ergänzend wird eine zeitliche Varianz des DSI-Potenzials berücksichtigt. „Das technische Potenzial von DSM variiert mit der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit. [...] In der Zeit von 07:00 – 22:00 Uhr [kann in der Industrie] insgesamt ein etwas größerer Teil der Nachfrage reduziert werden [...] als in der Zeit von 23:00 – 06:00 Uhr.“[10] Abbildung 18 verdeutlicht dies noch einmal.

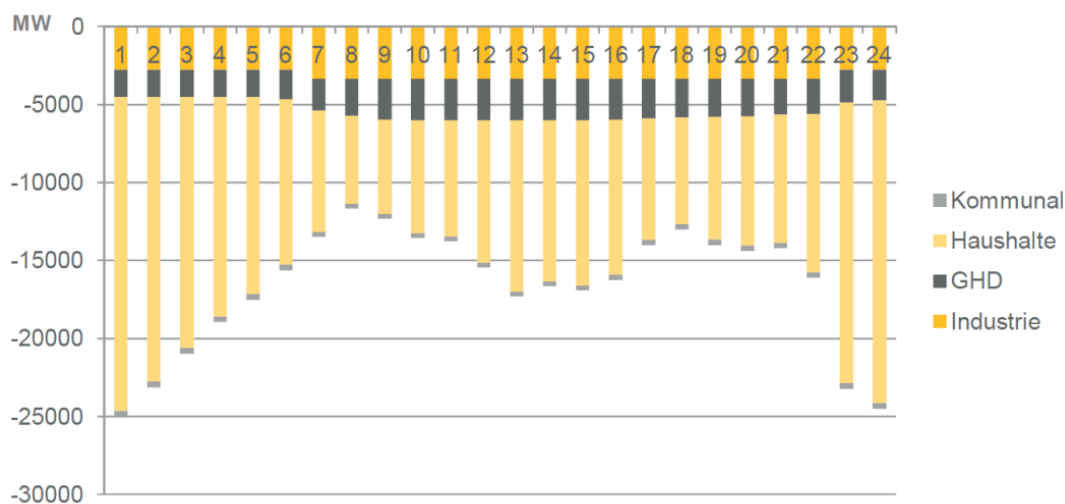


Abbildung 18: Technisches Lastreduktionspotenzial in einzelnen Stunden, simuliert für Mittwoch den 01.12.2010 [10]

Die angesprochene zeitliche Varianz des DSI-Potenzials weist eine direkte Abhängigkeit zum Zustand (in Funktion und „verzichtbar“) des DSI-Prozesses auf. Daher wird im Folgenden das DSI-Potenzial nicht mit der relativen Abhängigkeit (Zeit), sondern mit der absoluten Abhängigkeit (Zustand des DSI-Prozesses) betrachtet.

Ein weiterer Aspekt, der in der ewi-Studie betrachtet wird (vgl. Abbildung 19), ist die Lastverschiebung. Es werden die Lastverschiebungspotenziale innerhalb des Industriesektors für den Zeitraum

²⁵ In der Studie wird auf das Potenzial im Industriesektor (energieintensiv) im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor, im Haushaltssektor und im kommunalen Sektor eingegangen. Im Rahmen dieser Arbeit werden nur die Potenziale des Industriesektors (energieintensiv) erläutert.

²⁶ Anm. d. A.: Es wird nur von Lastreduktion gesprochen.

²⁷ Die betrachteten DSM-Prozesse: Aluminium-Elektrolyse (dena), Zementmühle (dena), Papiermaschine, Papierbeschichtung, Papierkalender, Zellstoffmahlung, Altpapieraufbereitung, elektrischer Lichtbogenofen (dena), Chlor-Alkali-Elektrolyse (dena), Ventilation und Druckluft.

01.12.2010 (18:00 Uhr) bis 08.12.2010 (17:00 Uhr) dargestellt. Weitere Angaben zur Simulation werden nicht gemacht. Nichtsdestotrotz fungiert diese Darstellung als ein guter Indikator.

„In der ersten Stunde – Mittwoch 18:00 Uhr, Spitzenlast – wird die Stromnachfrage maximal reduziert. In der zweiten Stunde gibt es bereits Ventilations- und Druckluftprozesse, die die zuvor reduzierte Stromnachfrage nachholen. In der dritten Stunde können Ventilations- und Druckluftprozesse die Stromnachfrage zum Teil bereits wieder reduzieren, während das Reduktionspotenzial anderer Prozesse sinkt, da sie aufgrund ihres Lastprofils um 20:00 Uhr nicht mehr im Einsatz sind.“[10]

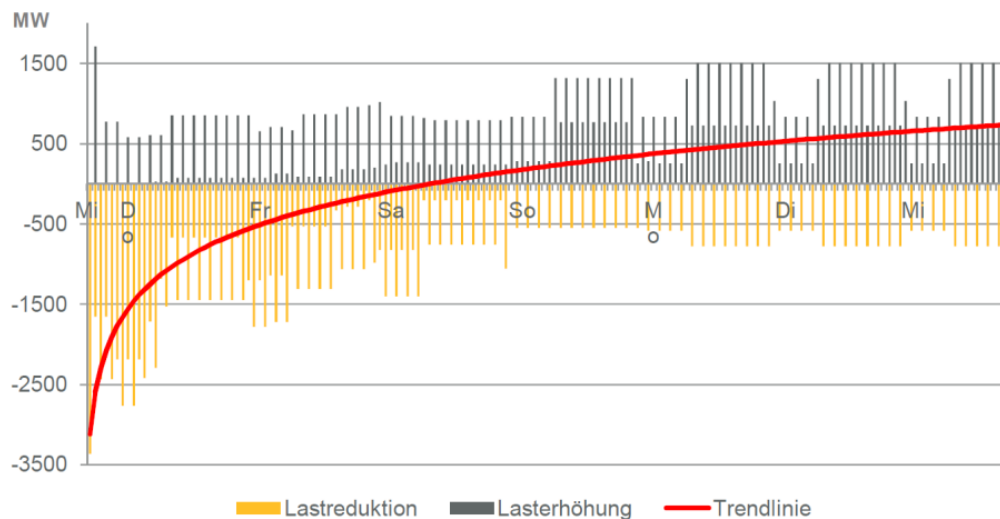


Abbildung 19: Lastverschiebungspotenzial Industrie, simuliert für 01.12.2010, 18:00 Uhr, bis 08.12.2010, 17:00 Uhr [10]

Die rot eingezeichnete Trendlinie verdeutlicht, dass das Lastreduktionspotenzial relativ schnell abnimmt. Ähnlich wie in der dena-Studie werden auch in dieser Studie die technischen Potenziale dargestellt. Die Lastabwurfpotenziale für den gleichen Zeitraum werden in Abbildung 20 dargestellt. Die maximalen Abwurfpotenziale liegen bei ca. 2,2 GW und treten wiederholt nachts auf.

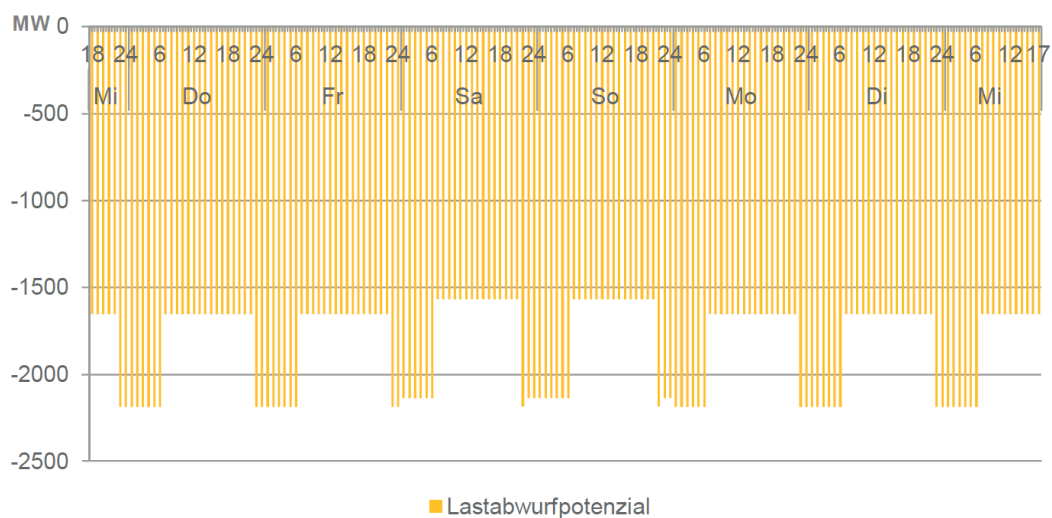


Abbildung 20: Lastabwurfpotenzial Industrie vom 01.12.2010, 18:00 Uhr, bis 08.12.2010, 17:00 Uhr [10]

Abbildung 21 illustriert die Lastverschiebungspotenziale für einen Ausschnitt des oben betrachteten Zeitraums. Die für die Industrie relevanten Tönungen sind die dunkel gelben und grauen. In dem vierstündigen Zeitraum liegt das Lastverschiebungspotenzial (Lastreduktion) zwischen 1,5 – 3,5 GW pro Stunde und insgesamt bei ca. 8,5 GW. Das Lastverschiebungspotenzial (Lastnachholung) bezieht sich auf zwei Stunden (19. Und 20. Stunde) und liegt bei 0,5 – 1,5 GW, insgesamt bei ca. 2 GW.

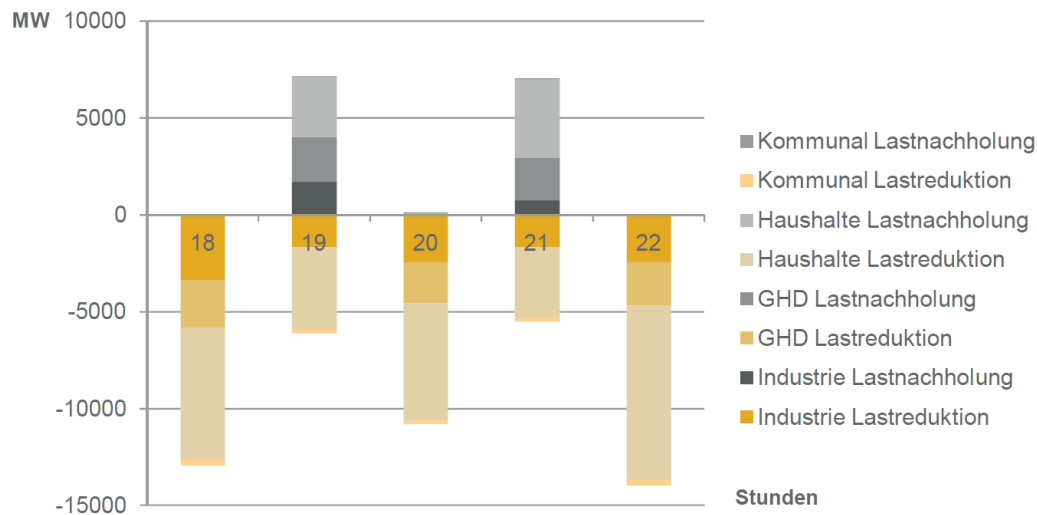


Abbildung 21: Lastverschiebungspotenzial am Mittwoch (01.12.2010, 18:00 Uhr bis 22:00 Uhr) [10]

Die Kostenbetrachtung wird in der ewi-Studie rudimentär durchgeführt. Für die Anwendung für DSI-Maßnahmen müssen Anfangsinvestitionen getätigt werden. Die variablen Kosten der Lastverschiebung sind geringer als die des Lastabwurfs. Die Kosten der Lastverschiebung liegen meist unter den Grenzkosten der Grenzkraftwerke. Die Kosten des Lastabwurfs sind von Produktionsprozess und Produktionsausfall abhängig [10]. Wie hoch diese Kosten sind, wird nicht erwähnt.

In der Dissertation von Klobasa *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten* werden die technischen, ökonomischen und die zukünftig realisierbaren Lastmanagementpotenziale in verschiedenen Produktionsprozessen erhoben.²⁸

Die technischen Potenziale wurden in dieser Arbeit anhand von fünf Schritten ermittelt. Diese Schritte umfassen [56]:

- 1. Die Ermittlung des Strombedarfs
- 2. Die Entscheidung Lastmanagement: geeignet oder ungeeignet
- 3. Die Ermittlung der Vorankündigungsdauer
- 4. Die Verfügbarkeit in Abhängigkeit der Zeit (Saison, Tageszeit etc.)
- 5. Bestimmung der technischen Potenziale

Die Ermittlung der ökonomischen Potenziale wurde in vier weiteren Schritten durchgeführt [56]:

²⁸ In der Dissertation wird auf das Potenzial im Industriesektor, im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor und im Haushaltssektor eingegangen. Im Rahmen dieser Arbeit werden nur die Potenziale des Industriesektors betrachtet.

- 6. Ermittlung von zusätzlichem Aufwand/zusätzlichen Kosten für die Industrie (Investitions- und Betriebskosten)
- 7. Ermittlung der Auslastung
- 8. Untersuchung der Erlösmöglichkeiten
- 9. Ermittlung der ökonomischen Potenziale

Aufgrund der Methodik ist bei der Ermittlung von Lastmanagementpotenzialen mit Unsicherheiten zu rechnen [56]. Die Potenziale sind in der folgenden Tabelle (s. Tabelle 5) zusammengefasst.

Tabelle 5: Lastmanagementpotenziale ausgewählter Anwendungen nach Klobasa (eigene Darstellung) [56]

Anwendung	Strombedarf in TWh	Lastmanagementfaktor in %	Aktivierung pro Jahr in Anzahl	Max. Dauer in Stunden	Verlagerbare Energie in GWh	Max. Leistungsschift in MW
Chlor-Elektrolyse	8,8	67	40	4	117	730
Luftzerlegung	5	30	40	4	27	170
Aluminium-Elektrolyse	10,5	25	40	4	48	300
Kupfer-/Zinkelektrolyse	1,1	25	40	4	5	30
Holzstoffherstellung	3,5	100	365	2	292	400
E-Stahl (Lichtbogenofen)	6,8	50	40	4	30	400
Zement- und Rohmühlen	3,2	50	365	3	394	180
Kältekompressoren, Kühlhäuser	4	50	365	2	196	270
Klimatisierung	21,9	11	365	2	235	320
SUMME	64,8				1.344	2.800

Insgesamt stehen knapp 3 GW für eine mögliche Laststeuerung zur Verfügung. Werden diese Potenziale nun in Relation zu den oben diskutierten Ergebnissen gesetzt, ist zu erkennen, dass sich diese, mit Ausnahme der Potenziale bei Lichtbogenöfen (dena: 1.098 MW), in ähnlichen Größenordnungen bewegen. Zu den Investitions- und Betriebskosten wurden keine Aussagen getätigt.

In der wissenschaftlichen Ausarbeitung von Paulus et al. *The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany* werden sowohl die Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie als auch die Investitions- und Betriebskosten analysiert. Das Ziel ist es, die Interdependenzen zwischen DSI und anderen Technologien unter Berücksichtigung von kurzfristigen und langfristigen Kosten/Investitionen zu analysieren. Welche Industrieprozesse sich für DSI eignen und welchen Effekt sie haben, wird in dieser Arbeit beantwortet [55].

Tabelle 6: Lastmanagementpotenziale stromintensiver Anwendungen nach Paulus et al. (eigene Darstellung) [55]

Anwendung	Kapazität in MW	Klassifizierung	Technisches Potenzial in TWh pro Jahr	Speicherkapazität in MWh	Energieintensität in MWh pro Tonne	Präqualifiziert für Minutenreserve in MW
Chlor-Elektrolyse	660	Lastverschiebung / Lastabwurf	14,6	1.320	2,85	660
Aluminium-Elektrolyse	227	Lastabwurf	9,7	---	15	227
Zement- und Rohmühlen	314	Lastverschiebung / Lastabwurf	2,2	3.014	0,1	0
Holzstoffherstellung	312	Lastverschiebung	2,2	468	1,5	0
E-Stahl (Lichtbogenofen)	1.097	Lastabwurf	7,2	---	0,53	550

Tabelle 7: Investitions- und Betriebskosten nach Paulus et al. (eigene Darstellung) [55]

Anwendung	Investitionskosten in €/kW	Variable Kosten in €/MWh	Fixkosten in €/kW pro Jahr
Chlor-Elektrolyse	< 1	> 100	~0
Aluminium-Elektrolyse	< 1	500 – 1.500	~0
Zement- und Rohmühlen	15 – 18	400 – 1.000	~0
Holzstoffherstellung	12 – 15	< 10	~0
E-Stahl (Lichtbogenofen)	< 1	> 2.000	~0

Die Tabelle 6 und Tabelle 7 zeigen die vorhandenen Potenziale in den jeweiligen Anwendungen. Die Chlor-Elektrolyse und die Herstellung von E-Stahl weisen mit Abstand die meisten Kapazitäten auf. Im Vergleich zu den von Klobasa ermittelten Potenzialen (Kapazitäten in MW), liegt nur in der Anwendung *Herstellung von E-Stahl* ein erheblicher Unterschied zu Paulus vor. Alle anderen Anwendungen treten in den gleichen Größenordnungen auf. Die Unterschiede liegen dabei in den Energiemengen. In den Arbeiten werden die genauen Berechnungsmethoden nicht preisgegeben, so dass hier keine weitere Analyse erfolgen kann.

Paulus analysiert des Weiteren in seiner Arbeit die Investitions- und Betriebskosten. Vergleichbare Zahlenwerte aus weiteren Arbeiten liegen nicht vor (Tabelle 7).²⁹ Die Investitionskosten entstehen durch die notwendige Installation von Messgeräten und Informations- und Kommunikationstechnik.

²⁹ Die Werte aus der dena Netzstudie II stammen aus den Ausarbeitungen von Paulus.

In der Industrie verfügen die meisten Maschinen über eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS)³⁰, was ein Grund für die relativ geringen Kosten ist. Die Betriebskosten werden klassisch in variabel und fix unterteilt. Die variablen Kosten beschreiben jene Kosten, die für den Produktionsausfall bzw. für mögliche Lagerkosten auftreten können.

In der institutseigenen Forschungsarbeit von Martin Prelle mit dem Titel *Ermittlung und Analyse des industriellen Lastverschiebungspotentials in Deutschland*³¹ konnten quantitative Angaben sowohl zu positiven als auch zu negativen Lastmanagementpotenzialen³² in der stromintensiven Industrie³³ erarbeitet werden. Ferner wurden Daten zu vorhandenen Speicherkapazitäten erhoben. Der Unterschied zu anderen Arbeiten lag in der Methodik und im hohen Detaillierungsgrad, der aus den unten gezeigten Stoffflussdiagrammen ersichtlich wird.

Mittels eines entwickelten Fragebogens und der Unterstützung des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) konnten 25 Experteninterviews in entsprechenden Branchen durchgeführt werden. Ergänzend wurden Branchenstrukturdaten über die sechs relevanten Branchenverbände erhoben. Auf dieser Datenbasis erfolgte anschließend eine Hochrechnung. Hierzu wurden drei Hochrechnungsfaktoren ($H_{1,BI}$, $H_{2,BI}$ und $H_{3,BI}$) herangezogen, die im Folgenden kurz erläutert werden [28].

Der erste Hochrechnungsfaktor setzt die Anzahl der Standorte der Grundgesamtheit (Befragung Branchenverband) in Relation zu der Anzahl der befragten Standorte (Stichprobe). Der zweite Hochrechnungsfaktor bezieht sich auf die Jahresproduktionskapazität 2010 und setzt sie zwischen Grundgesamtheit und Stichprobe ins Verhältnis. Der dritte und letzte Hochrechnungsfaktor beschreibt den Quotienten zwischen Jahresproduktion 2010 der Grundgesamtheit und Jahresproduktion 2010 der Stichprobe [41].

$$H_{1,BI} = \frac{N_{1,BI}}{n_{1,BI}} = \frac{\text{Anzahl der Standorte der Grundgesamtheit}}{\text{Anzahl der Standorte der Stichprobe}} \quad \text{Gl. (4.1)}$$

BI	=	Branchenindex
N	=	Grundgesamtheit
n	=	Stichprobe

³⁰ Englisch: Programmable Logic Controller (PLC).

³¹ Betreuer: A. von Scheven und auszugsweise veröffentlicht in: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration, VDE.

³² Positives Lastmanagementpotenzial bedeutet eine Lasterhöhung und negatives Lastmanagementpotenzial eine Lastreduktion bzw. einen Lastabwurf.

³³ Für die Abgrenzung wurde die Stromintensität herangezogen, welche über den Quotienten Stromverbrauch zum Bruttowertschöpfung gebildet wird. Die Abschneidegrenze lag bei 1 kWh pro € Bruttowertschöpfung.

$$H_{2,BI} = \frac{PK_{2,BI}}{pk_{2,BI}} = \frac{\text{Jahresproduktionskapazität 2010 der Grundgesamtheit}}{\text{Jahresproduktionskapazität 2010 der Stichprobe}} \quad \text{Gl. (4.2)}$$

BI = Branchenindex

PK = Jahresproduktionskapazität 2010 (Grundgesamtheit)

pk = Jahresproduktionskapazität 2010 (Stichprobe)

$$H_{3,BI} = \frac{P_{2,BI}}{p_{2,BI}} = \frac{\text{Jahresproduktion 2010 der Grundgesamtheit}}{\text{Jahresproduktion 2010 der Stichprobe}} \quad \text{Gl. (4.3)}$$

BI = Branchenindex

P = Jahresproduktion 2010 (Grundgesamtheit)

p = Jahresproduktion 2010 (Stichprobe)

Im Rahmen dieser Arbeit wurden die folgenden Branchen und ihre Produktionsprozesse dargestellt und analysiert. Wie in Tabelle 8 zu sehen ist, konnte ein Großteil der befragten Branchen auf einem hohen Niveau abgedeckt werden, so dass die Ergebnisse als repräsentativ zu bewerten sind.

Tabelle 8: Übersicht über die befragten Branchen (eigene Darstellung) [41]

Branche	Branchenindex	Produkt	Standortanzahl (Grundgesamtheit)	Standortanzahl (Stichprobe)	Quotient
Papierindustrie	Hs	Holzschliff (Faserstoff)	10	3	30 %
	Zs	Papier, Karton und Pappe	165	5	3 %
Metallerzeugung	Al	Primäraluminium	4	4	100 %
	St	Elektrostahl	23	5	22 %
Chemie	Cl	Chlor (Membran-/HCl-Verfahren)	15	4	27 %
Stein und Erden	Ze	Zement	54	5	9 %
Wasserwirtschaft	Wa	Abwasserbehandlung	1.000 BHKW- Standorte	91 BHKW-Standorte	9 %

Beispielhaft wird der Produktionsprozess der Aluminiumherstellung in den folgenden Energie- und Stoffflussdiagrammen schematisch dargelegt.³⁴

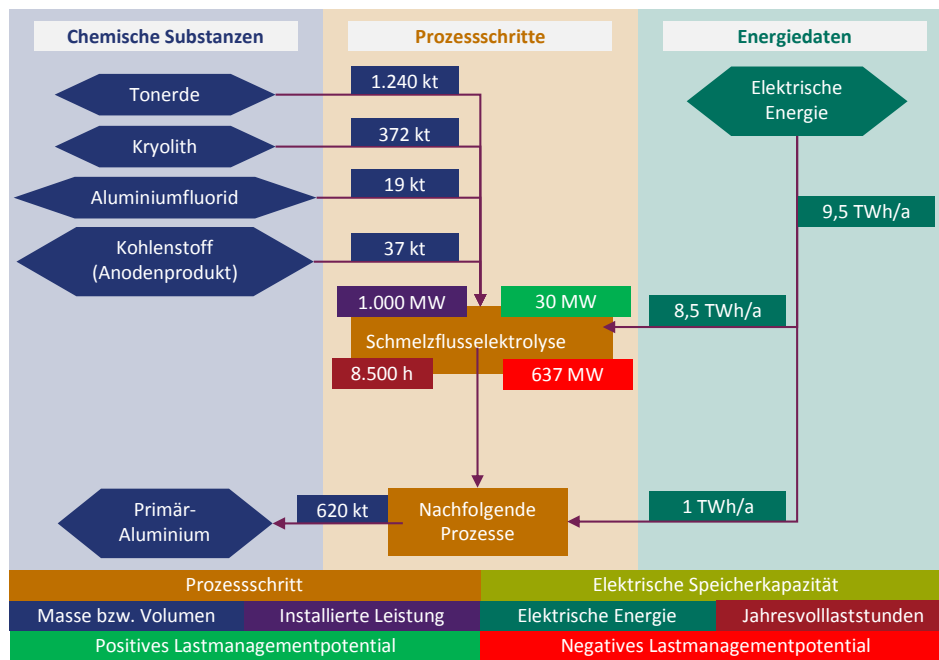


Abbildung 22: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Aluminium bei vollständiger Ausnutzung der jährlichen Produktionskapazität 2010 [41]

Tabelle 9: LMM-Potenziale und Speicherkapazitäten betrachteter Anwendungen und deren Reaktionszeiten (eigene Darstellung) [57]

Branche	Produkt	Anwendung	Möglicher Betrieb bei LMM- Abruf	Speicher- kapazität in GWh	LMM-Potenzial in MW	Dauer des Herunterfahrens in Minuten	Dauer des Hochfahrens in Minuten
Papier- industrie	Holzschliff (Faserstoff)	Holzschleifer	Teillast	1,3 (Silos)	208 neg.	5	5
	Papier, Karton und Pappe	Papier- maschinen	Lastabwurf	8 (Lager)	1.700 neg.	120	180
Metall- erzeugung	Primäraluminium	Elektrolyse	Teillast Lastabwurf Lastüberhöhung	--	148 neg. 637 neg. 30 pos.	15 0,01 15	15 30 15
	Elektrostahl	Elektrolight- bogenofen	Kein Betrieb	--	741 neg.	0,01	5
Chemie	Chlor (Membran- /HCl-Verfahren)	Elektrolyse	Teillast Lastabwurf	8 (Chlor) 30 (DCE)	484 neg. 787 neg.	10 0,01	10 180
Stein und Erden	Zement	Zementmühle	Lastabwurf Kein Betrieb	29 (Silos)	313 pos. 313 neg.	15	30

Anhand der oben genannten Experteninterviews konnte evaluiert werden, welche Prozessschritte sich für Lastmanagement eignen. Tabelle 9 zeigt die ermittelten Anwendungen und die berechneten Potenziale mit den entsprechenden Dauern für das Hoch- und Herunterfahren. Die Zahlen werden in

³⁴ Alle weiteren Stoff- und Energieflussdiagramme sind in Anhang A.1 zu finden.

der folgenden Abbildung nochmals illustriert (Abbildung 23). Es ist deutlich zu erkennen, dass in der Chlor- und Zementindustrie die größten Speicherkapazitäten vorhanden sind. Die Papierindustrie weist das größte negative LM-Potenzial auf, hier muss aber auf die sehr lange Reaktionszeit geachtet werden (s. Tabelle 9). In der diskutierten Studie von Martin Prella wurden die technischen LM-Potenziale in der stromintensiven Industrie ermittelt. Eine wirtschaftliche Betrachtung war aufgrund der fehlenden Datenbasis nicht möglich.

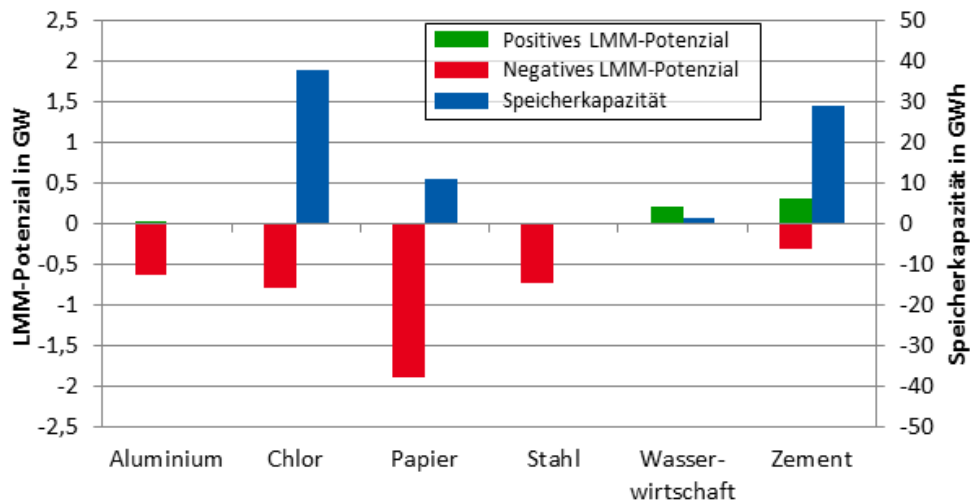


Abbildung 23: LM (hier: LMM)-Potenziale und Speicherkapazitäten betrachteter Anwendungen [57]

In der Ausarbeitung von Roon *Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland* werden neben den technischen und wirtschaftlichen Potenzialen Hemmnisse und mögliche Lösungsansätze diskutiert, nachdem in puncto DSI auf die europäische und amerikanische Situation eingegangen und die generelle Funktionsweise erklärt wird. Die Situationen in Europa und USA unterscheiden sich hinsichtlich der Anwendung von DSI erheblich. In Europa wird der Status quo und die Entwicklung durch die unten genannten vier Punkte treffend geschildert:

1. „Die bereitgestellten Leistungen mittels DR³⁵ sind relativ gering und in jüngster Zeit kaum gestiegen.
2. In den letzten Jahren wurden die Prognosen zur Entwicklung von Load Management (Möglichkeit der Lastreduktion) in Kontinentaleuropa angehoben.
3. Die meisten DR Initiativen beruhen auf unterbrechbaren Stromlieferverträgen.
4. Bei einer signifikanten Anzahl europäischer Länder wird DR nicht bei den Planungen berücksichtigt.“[35]

Nach der Prognose der *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) (Szenario B) wird sich die für DR zur Verfügung stehende Leistung von 2009 – 2020 von 10,6 GW auf 14,4 GW erhöhen. Ergänzend werden weitere Studien, z.B. die bereits oben schon vorgestellte *dena-Netzstudie II* und einzelne Beispiele herangezogen [35].

³⁵ Demand Response.

Wird die in Verbindung mit Europa genannte Größenordnung zur Entwicklung von DSI in den USA im Zeitraum von 2006 – 2009 betrachtet und werden die unterschiedlichen Zeitperioden berücksichtigt, so wird deutlich, dass das Thema in den USA wesentlich weiter vorangeschritten ist.

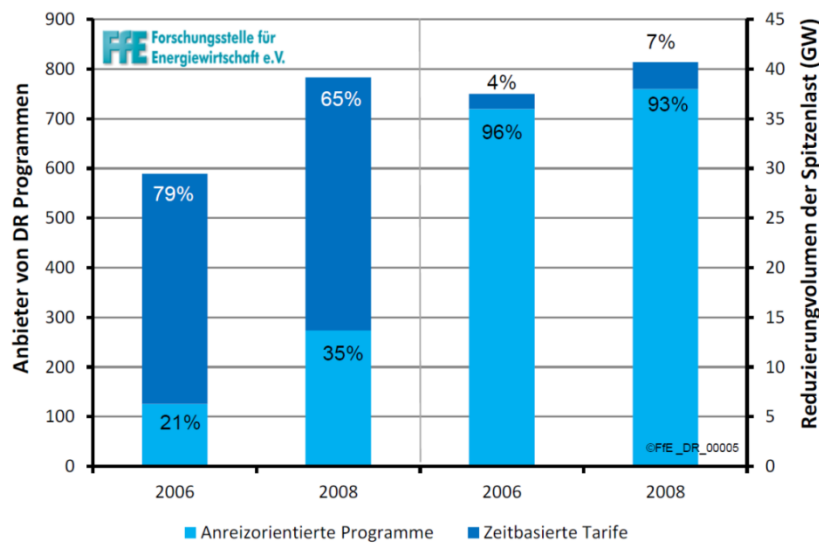


Abbildung 24: Entwicklung von DSI in den USA von 2006 – 2008 [35]

Hierzu kann Abbildung 24 herangezogen werden. Sie zeigt die Entwicklung von DSI in den USA (2006 - 2009). Es ist ein deutlich ansteigender Trend der Nutzung von DSI zu erkennen. Hinsichtlich der unterschiedlichen Programme/Tarife kehrte sich die Entwicklung von einer vorwiegenden Nutzung zeitbasierter Tarife zu einer mehrheitlichen Anwendung von anreizbasierten Programmen um.

Die Funktionsweise von DSI wird anhand der Minutenreservebereitstellung erläutert (vgl. Abbildung 44). Für DSI geeignete Anlagen von unterschiedlichen Unternehmen werden zusammengeschlossen und über den *Curtailment Service Provider* (CSP) angesteuert. Der CSP ist berechtigt, die ausgewählten Anlagen zu bestimmten Zeitpunkten und definierten Zeitfenstern zu steuern. Er baut eine Datenverbindung zwischen dem Unternehmen und dem *Network Operation Center* (NOC) auf. Im NOC werden alle Daten registriert und verarbeitet. Aus den aufbereiteten Daten kann ein Händler mögliche Verfügbarkeiten eruieren und diese am Markt platzieren [35].

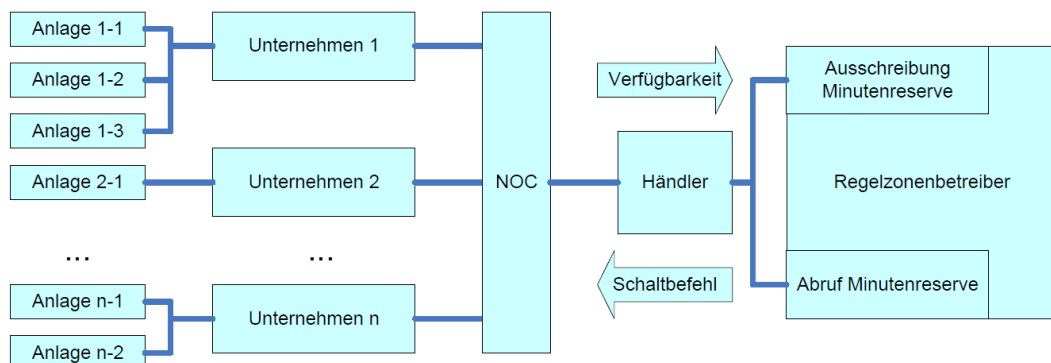


Abbildung 25: Teilnehmer und Informationsfluss von DSI am Beispiel der Minutenreservebereitstellung [35]

Die ermittelten technischen Potenziale der einzelnen Industrien werden in Abhängigkeit der Abschaltzeit in Abbildung 26 illustriert. Der gut erkennbare regressive Trend basiert auf Schätzungen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) [35].

Das über alle Branchen größte Potenzial von 9 GW liegt bei einer Abschaltzeit von 5 Minuten, das geringste Potenzial (1 GW) bei einer Abschaltzeit von 4 Stunden. Die Chemie- und Metallverarbeitung leisten den größten Beitrag mit jeweils ca. 2 GW und der Maschinenbau den kleinsten Beitrag mit ca. 500 MW.

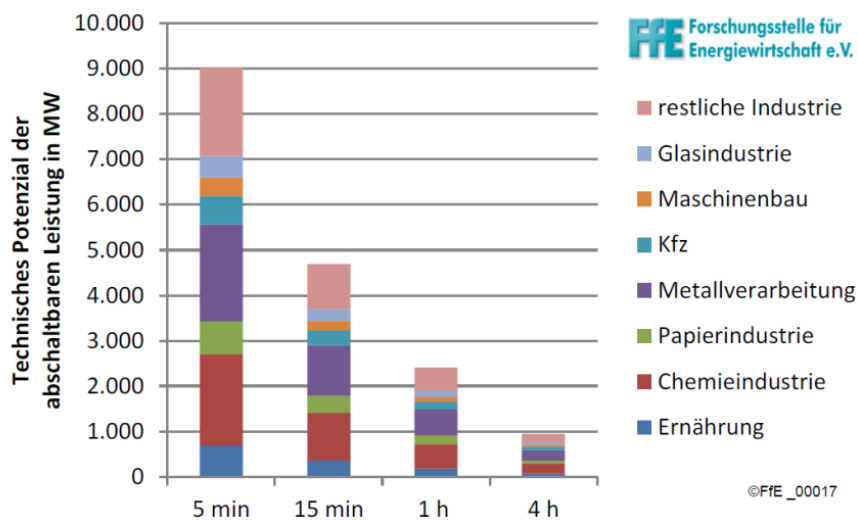


Abbildung 26: Technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung in Abhängigkeit der Abschaltzeit [35]

Die FfE unterscheidet vier unterschiedliche Schaltvorgänge hinsichtlich der Nutzung von Verbrauchern für DSI-Maßnahmen. Es wird zwischen nicht, organisatorisch, manuell und automatisch schaltbar unterschieden. Nicht schaltbare Lasten werden für DSI-Maßnahmen nicht weiter betrachtet. Bei organisatorisch schaltbaren Lasten handelt es sich um Maschinen bzw. Prozesse, die während des Betriebs nicht schaltbar sind, sondern nur vor Beginn verschoben werden können. Dies bedarf einer genauen Prognose mehrere Stunden im Voraus. Manuell schaltbare Lasten werden von einem Verantwortlichen bedient, der auf Preissignale reagiert. Bei automatisch schaltbaren Lasten werden die Schaltvorgänge automatisch ausgelöst, wenn gewisse Schwellwerte erreicht werden [35].

Nachdem die technischen Potenziale bestimmt worden sind, werden im weiteren Verlauf der Studie die wirtschaftlichen Potenziale geschildert und analysiert. Hier werden zuerst die energiewirtschaftlichen Vorteile aus der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise aufgezeigt und mögliche Märkte und Preismodelle für DSI diskutiert. Da die Preismodelle oben bereits vorgestellt wurden und in Kapitel 5 noch eine ausführliche Preisanalyse unterschiedlicher Märkte erfolgt, wird an dieser Stelle auf weitere Ausführungen verzichtet. Abschließend sind sechs Hemmnisse identifiziert worden, die die Nutzung von Potenzialen erschweren oder sogar verhindern (s. Abbildung 27).

Betrachtet man die Anzahl der in der Energieversorgung tätigen Akteure, wird klar, dass für die Belieferung des Kunden zehn Akteure und 16 Verträge notwendig sind [35]. Des Weiteren stellt die Integration des DSI-Systems in den Produktionsablauf ein ergänzendes Hemmnis dar. Verbunden damit wären ein Kontrollverlust, erhöhte Kosten und ein Verlassen des bis dato gültigen Optimums, das basierend auf Aspekten wie z.B. Deadlines und Personal- und Maschineneinsatzplanung entwickelt

worden ist [35]. Ein weiterer Gesichtspunkt ist eine monetäre Bewertung der gesteuerten Lasten/Leistung. Es gestaltet sich schwierig, diese Flexibilität finanziell für das einzelne Unternehmen zu bewerten. Dies rührt daher, dass die Produktionskosten zum einen Unternehmensexternen nicht bekannt und diese zum anderen sicherlich in den verschiedenen Industriezweigen unterschiedlich sind. DSI beeinflusst nicht nur den Leistungsfluss, sondern hat ebenso Auswirkungen auf die notwendige Abrechnung. Da die Leistungs- und Lastgänge vorab abgeschätzt werden und die Abrechnung im Nachhinein erfolgt, bewirkt eine DSI-Maßnahme eine Veränderung, die mit Kosten verbunden ist. Diese Kosten stellen ein monetäres Hemmnis dar.



Abbildung 27: Hemmnisse bei der Nutzung von DSI-Potenzialen (eigene Darstellung) [35]

Für den oben genannten CSP ist es entscheidend, dass er über die bereitgestellten Lasten wirklich verfügt. Dieses ist mit einer sehr guten Prognose über die Auslastung des Produktionssystems verbunden, die größtenteils in den Betrieben noch nicht praktiziert wird. Nicht nur die genannten Hemmnisse stellen Hürden dar, ebenso die aktuell geltenden wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sind für die Verwendung von DSI nicht gerade förderlich. Eine notwendige und ausreichend große Preisspreizung, in der sich die Großhandelspreise bzw. das Angebot an Energie widerspiegeln, ist der Grundstein für eine erfolgreiche Marktintegration Erneuerbaren Energien und der Umsetzung von DSI.

In der Habilitation von Ingo Stadler *Demand Response - Nicht elektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien* [58] werden die Potenziale einer Lastflexibilisierung von nicht-elektrischen Energiespeichern untersucht. Die betrachteten Möglichkeiten lassen sich in drei Kategorien einteilen: Lastverschiebung durch die Nutzung eines inhärenten Speichers (Speicherheizungen, Warmwasserbereitung, Lüftungsanlagen, Kälteanwendungen und Umwälzpumpen), durch ein verändertes Nutzungsverhalten und durch die Wandlung der elektrischen Energieform in eine andere (Druckluftspeicherung, Wärmepumpen mit thermischen Speichern und KWK-Anlagen mit Wärmespeichern). Stadler beziffert seine nicht berücksichtigten Potenziale im Kältebe-

reich mit 4,3 GW und im Bereich der industriellen Prozesswärme mit 6,2 GW³⁶. Die Betrachtung der maximalen negativen und positiven Regelleistungspotenziale erfolgt in Abhängigkeit von Anwendungsdauer und Außentemperatur. Die von Stadler behandelten und oben genannten Technologien ergänzen sich hinsichtlich der maximalen Leistung und der Anwendungsdauer sehr gut. Es liegen keine signifikanten Unterschiede vor. Die Summe des maximalen positiven Regelleistungspotenzials liegt für die Anwendungsdauer von einer Stunde und den gesamten Außentemperaturbereich von -12°C - 16°C zwischen 25 GW und 30 GW. Der Potenzialverlauf in Abhängigkeit von der Anwendungsdauer ist regressiv. Die Summe des negativen Regelleistungspotenzials liegt für die gleiche Anwendungsdauer (eine Stunde) und den gleichen Außentemperaturbereich zwischen 60 GW und 70 GW. Die untersuchten und zur Außentemperatur in Abhängigkeit gesetzten Potenziale der Speicherkapazität liegen zwischen 350 GWh für -12°C und 575 GWh für 14°C [58].

In der Dissertation von Martin Stötzer *Demand Side Management in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung* liegt der Fokus auf der Ermittlung der DSI-Potenziale in der Verteilnetzebene unter Beachtung von technischen und wirtschaftlichen Aspekten. Die bestimmten DSI-Potenziale im Bereich der Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen sowie der Elektromobilität (Industrie wird nicht erfasst) wurden auf eine Modellregion mit 500.000 Einwohnern übertragen und analysiert. Ein nächster Schritt bestand in der Hochrechnung der Ergebnisse auf das vorliegende Verteilnetzmodell, dessen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur sich an dem Szenario *100 Prozent Erneuerbare Energien bis 2050* des Energiekonzepts der Bundesregierung orientiert. Die Potenzialberechnungen berücksichtigen sowohl die Marktentwicklungen, die zunehmende Elektrifizierung im Bereich Heizungswärme und Raumklimatisierung, die erwartete Anzahl von Elektrofahrzeugen als auch die Effizienzsteigerungen bei gewerblichen Kunden. Für Deutschland wurde ein theoretisches DSI-Potenzial von bis zu 46 GW berechnet (11 GW GHD und 35 GW Haushalte, inkl. Elektromobilität). Im Anschluss daran wurde zur Bestimmung des praktischen Nutzungspotenzials ein generischer Algorithmus entwickelt, in dem die Lastblöcke technisch optimal angeordnet wurden. Des Weiteren konnte durch den Einsatz von DSI eine Reduktion der Betriebsmittelauslastung in der Modellregion simuliert werden. Durch die Anwendung von DSI-Maßnahmen konnte eine Energiekostenreduzierung von 7,5 - 11 % für den Endkunden nachgewiesen werden [59].

Zum Ende hin wird auf zwei sehr aktuelle Studien eingegangen. Zu der Studie *Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energiesystem mit wachsendem Anteil an Erneuerbaren Energien* von der BET GmbH und der Trianel GmbH wurden die Zwischenergebnisse im Rahmen eines Fachgesprächs im BMU am 26.09.2013 vorgestellt.³⁷ In der Studie liegt der Fokus auf dem betrieblich organisierten Lastmanagement. Es werden die Literatur und die Programme³⁸ zur DSI-Thematik (vgl. mit der vorgestellten AbLaV) im internationalen Umfeld vorgestellt und diskutiert. Ergänzend werden die Nutzungsformen für abschaltbare Lasten evaluiert. Im Einzelnen lassen sich abschaltbare Lasten auf dem Regelleistungsmarkt (inkl. AbLaV) und auf dem Spotmarkt vermarkten. Des Weiteren können abschaltbare Lasten für die Optimierung der Kosten genutzt werden. Im Hinblick auf die Nutzungsformen werden Anpassungen gefordert, um die Vermarktung von abschaltbaren Lasten zu erleichtern. Über definierte Anlagenkennlinien (Abrufzeit, Abrufdauer, Häufigkeit, variable Kosten

³⁶ bei theoretisch konstanter Leistungsaufnahme über das Jahr.

³⁷ Da es sich um Zwischenergebnisse handelt, dürfen diese hier nicht quantitativ genannt werden.

³⁸ z.B. Großbritannien: Frequency Control by Demand Management; Italien: servizio di interrompibilità; Spanien: Servicio de interrumpibilidad; Niederlande: Noodvermogenpool und USA: PJM Reliability-Pricing-Model.

(Nachholkosten), jährliche Fixkosten und Bereitstellungskosten) werden die jeweiligen Potenziale für die verschiedenen Industriezweige erhoben. Abschließend werden die Hemmnisse und Barrieren zur Marktteilnahme aufgeführt und Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

Die Studie *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland* von Klobasa et al. (2013) beleuchtet die Lastmanagementpotenziale im süddeutschen Raum. In dieser Potenzialstudie wird insbesondere auf industrielle Anwendungen (inkl. Querschnittstechnologien), Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen eingegangen. Im Folgenden werden lediglich die Potenziale im industriellen Bereich beleuchtet. Zur Potenzialabschätzung werden aktuell gültige Studien ausgewertet und Angaben zu Betriebsweise, Stromverbrauch und Leistungsbedarf von 40 Unternehmen im süddeutschen Raum analysiert. Darüber hinaus werden eine Online-Befragung von ca. 300 Unternehmen durchgeführt und im Rahmen von Interviews mit den zehn größten Unternehmen Informationen zum Thema LM ausgetauscht.

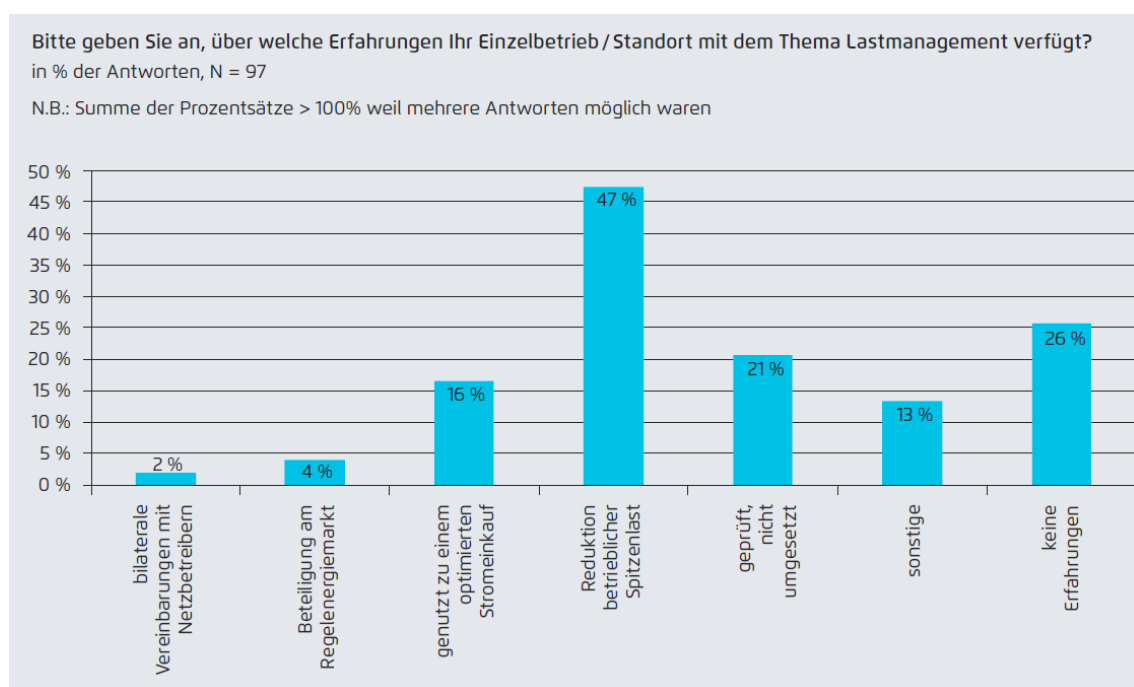


Abbildung 28: Aktuell durchgeführtes Lastmanagement in Unternehmen [60]

Wie in Abbildung 30 zu sehen ist, wird LM aktuell vorrangig zur Spitzenlastreduktion (47 %) eingesetzt. Sehr selten (in 2 % der Fälle) werden Erfahrungen mit bilateralen Vereinbarungen genannt. Die Vorankündigungszeit beträgt im Allgemeinen mindestens 15 Minuten, jedoch für 40 % der befragten Unternehmen sogar mindestens 8 Stunden. Die Verlagerungsdauer lag beim Großteil der Befragten bei unter zwei Stunden. Die maximale Anzahl der Aktivierungen des Lastmanagements wurde von 70 % der Befragten mit „50-Mal pro Jahr“ beziffert. Es stehen Lasten von einigen hundert kW bis mehreren MW zur Verfügung. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Potenziale ist in den folgenden Darstellungen zu sehen. Abbildung 29 zeigt das technische Potenzial für Abschaltungen bei normaler Auslastung je Lastkategorie. Bei der Betrachtung ist die unterschiedliche Anzahl an Antworten (N) zu beachten. Deutlich ist zu erkennen, dass mit Zunahme der Leistungen die technischen Potenziale ab 15 % zunehmen, wobei die mittlere Klasse der Potenziale (7 bis 10 %) seltener auftritt. Die technischen Potenziale unter 2 % bleiben über alle Leistungskategorien relativ konstant.

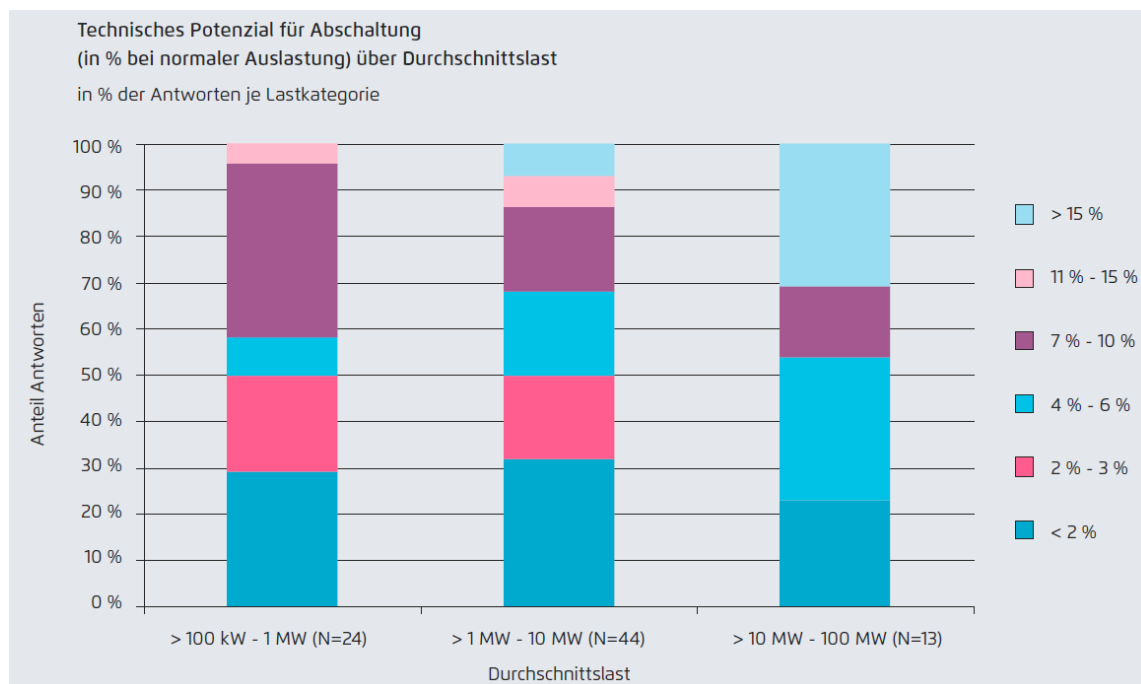


Abbildung 29: Einschätzung des technischen Lastmanagements in Unternehmen [60]

Insgesamt stehen im süddeutschen Raum 400 MW bis 450 MW an ökonomischem Potenzial innerhalb der analysierten Prozesse für Lastmanagement zur Verfügung. Die Häufigkeit der Abschaltung wird mit „20 - 50 Mal“ angegeben. Die Verlagerungsdauer erstreckt sich von ca. 2 Stunden bis hin zu 4 Stunden (s. Abbildung 30).

Anwendung	Max. Leistungsbedarf in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit	Ökonom. Potenzial nach AbLaV in MW
Zement (Rohmehl- und Zementmühlen)	130	bis zu 4, z. T. länger	20- bis 50-mal	ca. 50
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	2, z. T. länger	20- bis 50-mal	ca. 90
Chlor (Elektrolyse)	250	ca. 2	20- bis 50-mal	ca. 160
Stahl (Elektro-Stahlöfen)	200	ca. 2	20- bis 50-mal	ca. 150
Summe		ca. 2	20- bis 50-mal	400 bis 450
bisher im Regelenenergiemarkt genutzt				76
bisher für optimierte Beschaffung genutzt				300 bis 400

Abbildung 30: Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen [60]

Neben den Kernprozessen werden in der Studie die Potenziale der Querschnittstechnologien erfasst. Im Einzelnen werden die Technologien Pumpen, Lüftung, Kälte, Beleuchtung und Druckluft evaluiert.

Abbildung 31 zeigt die mittlere Leistung und in Relation dazu die abschaltbare Leistung der betrachteten Querschnittstechnologien.

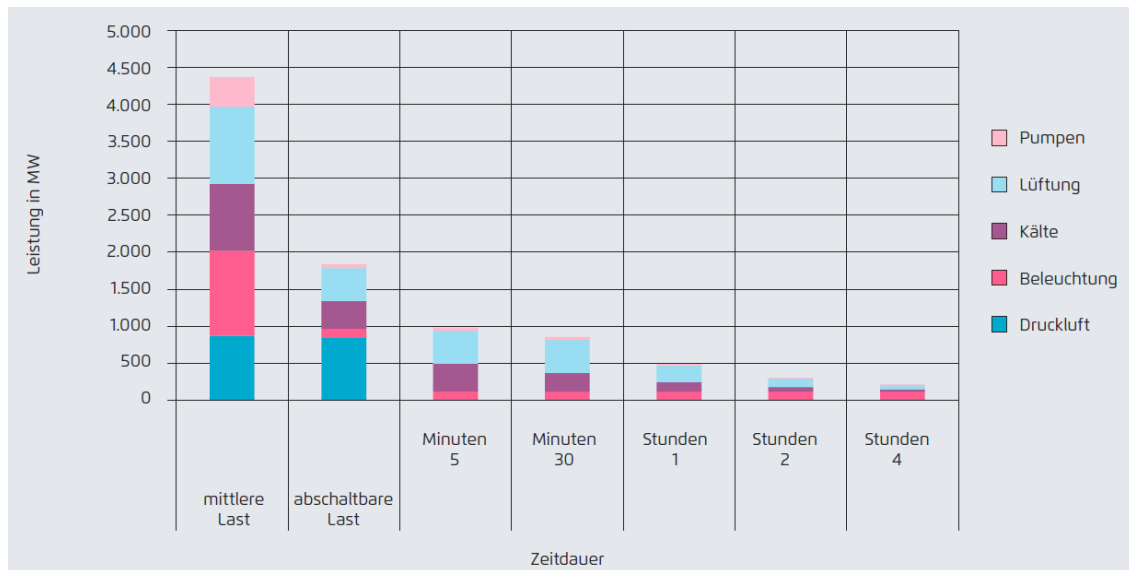


Abbildung 31: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland [60]

Bei einer Gesamt-Leistung (mittlere Last) von ca. 4,3 GW sind ca. 1,8 GW abschaltbar. Wird die Abschaltung in Verbindung mit der Abschaltdauer gesetzt, liegen die großen Potenziale im 5- bzw. 30 Minutenbereich. Die Potenziale im Stundenbereich reduzieren sich rasch auf unter 500 MW. Werden die Potenziale der einzelnen Technologien in Relation zur mittleren Last betrachtet, liegen die größten Potenziale bei der Druckluft, Kälte und Lüftung. Beleuchtung und Pumpleistung weisen dagegen eher geringe Potenziale auf.

Die letzte Vorstellung setzt sich mit der Studie des *Verbandes der Elektrotechnik e.V. (VDE) Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration* auseinander. Da die Datenbasis der Studie größtenteils auf den oben diskutierten Ergebnissen von Prella und Stötzer aufbaut, besteht hier keine Notwendigkeit einer weiteren Betrachtung. Eine Interpretation der Daten erfolgte im Rahmen der Task Force *Demand Side Integration* unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Zbigniew A. Styczynski [61].

4.1.2. Literatur im internationalen Umfeld

Nachdem die national relevanten Studien hinsichtlich der Anwendung von DSI dargestellt worden sind, wird im Folgenden ein kurzer Abriss über eine Auswahl internationaler Forschungsarbeiten gegeben.

In dem Artikel *Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs* von Aalami et al. wird ein ökonomisches Modell für zwei Programme (*Interruptible/Curtailable program* und *capacity market program*) entwickelt. Unter Anwendung acht verschiedener Szenarien wird bewiesen, dass die Nachfrage von der Preiselastizität, den Anreizen und dem eigentlichen Preis abhängt. Das Programm kann zum einen eine Verbesserung des Lastprofils und

zum anderen eine hohe Zufriedenstellung des Kunden für unterschiedliche Anreize, Strafzahlungen und Preiselastizitäten simulieren. Das verwendete Modell basiert auf einer numerischen Untersuchung aus dem Jahr 2007. Es wurde ein Spitzentag aus dem iranischen Verbundnetz betrachtet [62].

Ashok entwickelt in seiner Studie *PLC-based Load Management in Steel Rolling Mills* ein physikalisch basiertes Lastmodell für ein Stahlwalzwerk in Indien. Den meisten indischen Industriebetrieben ist die Möglichkeit nicht bekannt, durch Fahrplanoptimierung von Lasten und Anwendung von zeitvariablen Tarifen ihre Strombezugskosten zu reduzieren. Ziel dieser Arbeit ist es, die Strombezugskosten durch optimale Anordnung der Lasten und unter Berücksichtigung der produktionstechnischen Parameter zu minimieren. Die Berechnungen basieren auf einer diskreten Zeitbetrachtung für kontinuierliche Lastprozesse. Der Planungshorizont von einem Tag ist unterteilt in N Intervalle jeweils gleicher Zeitdauer t . Das entwickelte Modell zeigt, dass die Kosten bei Verwendung des TOU-Tarifs um 5,21 % reduziert werden können. Des Weiteren konnten auch die Lastspitzen reduziert werden [63].

Ein weiterer Artikel *An optimization mode for industrial load management* von Ashok und Banerjee behandelt eine ähnliche Thematik. Es wird ebenfalls ein physikalisch basiertes Lastmodell mit linearer Programmierung für eine Mehlfabrik entwickelt, das unter Berücksichtigung der produktionstechnischen Nebenbedingungen durch Fahrplanoptimierung von Lasten die Strombezugskosten senkt. Die Fallstudie zeigt, dass durch die Anwendung von unterschiedlichen Tarifen und Strategien die Spitzenlast mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 um 95 % gesenkt werden kann und die Strombezugskosten um 29 % reduziert werden können [64].

Die Autoren Baliyepalli, Pradhan und Khaparde liefern in ihrer Arbeit *Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm* einen Überblick hinsichtlich der in der Literatur diskutierten DSI-Programme. Es wird eine Kategorisierung für die 82 analysierten Artikel vorgenommen: allgemeine Konzeption von DSI, DSI für den Großhandelsmarkt und DSI für den Einzelhandel. Eine Schlussfolgerung dieser Arbeit ist, dass das Design von DSI-Programmen von den vorherrschenden Marktbedingungen abhängig ist und ein überwiegender Teil der diskutierten Modelle einen wissenschaftlichen Ansatz haben, der für die Praxis erweitert und adaptiert werden muss [65].

Eissa analysiert in seinem Artikel *Demand Side Management Program Evaluation Based on Industrial and Commercial Field Data* 120 reale Jahreslastgänge von Verbrauchern aus Gewerbe und Industrie, die an die 22 kV-Ebene im Westen Saudi-Arabiens angeschlossen sind. Die Jahreslastgänge werden mit einem Intervall von 30 Minuten aufgezeichnet und sind über die Scheinleistung in KVA, Wirkleistung in kW und Blindleistung in kvar charakterisiert. Die Kunden werden grundsätzlich in zwei Kategorien eingeteilt: *peak ratio* (d.h. der Großteil der Energie wird in den Tagesstunden bezogen) und *night ratio* (der Großteil der Energie wird in den Nachtstunden bezogen). Die Studie zeigt, dass die Verwendung von DSI-Programmen abhängig von der Form des Lastgangs ist und dass anreiz-basierte DSI-Programme besser angenommen werden als preis-basierte. Anreize wurden in Form von Rechnungsguthaben oder Bezahlungen für gemessene Lastreduktionen gesetzt. Des Weiteren wurden Strafzahlungen für nicht vertragskonformes Verhalten vereinbart [66].

Ghatikar et al. zeigen in *Open Automated Demand Response Technologies for Dynamic Pricing and Smart Grid* auf, welche Datenmodelle und Spezifikationen sich für die Kommunikation mit RTP-Tarifen eignen. Es wird gezeigt, dass sich das vorgestellte Modell sowohl für das genannte RTP als auch für andere dynamische Tarife eignet. Kunden können an den automatisierten DSI-Programmen teilnehmen, indem sie den aktuellen Preis in das System eingeben. Es werden verschiedene Strate-

gien vorgestellt, wie Preise die Fahrweise abbilden können. Im Fokus der Betrachtungen liegen die kalifornischen Kunden bzw. die in Kalifornien angebotenen DSI-Tarife [67].

Hughes et al. evaluieren in ihrer Studie *A study of demand side management potential in South African industries* durch Interviews die DSI-Potenziale in neun (Ziegelherstellung, Zementherstellung, Papierherstellung, Saftherstellung, Bierherstellung, Chemieindustrie, Goldförderung, Stahlherstellung und Platinförderung) Industriestandorten in Südafrika. Eine Hochrechnung der erhobenen DSI-Potenziale erfolgt jedoch nicht. DSI-Potenziale wurden entweder als Verbesserung der Energieeffizienz oder als Lastverschiebung aus den Peak-Stunden berücksichtigt. Mögliche Negativeffekte der Lastverschiebung auf die Produktion wurden nicht evaluiert. Nur wenige Standorte berücksichtigen Energieeffizienz bei Investitionen und praktizierten DSI. Ein Standort hatte bereits DSI-Technik installiert. An allen neun Standorten waren Verbesserungen der Energieeffizienz möglich und es könnten 39 MW aus Spitzenlastzeiten verschoben werden [68].

Jordan & Nadel zeigten bereits 1993 in *Industrial demand-side management programs: What's happened, what works, what's needed* die Entwicklungen, gängige Methoden und Voraussetzungen beim Einsatz von DSI-Programmen im amerikanischen Industriesektor. Studien belegen für den amerikanischen Industriesektor ein Energieeinsparungspotenzial von 11 % - 37 % für die Jahre 2010 - 2015 bei einem *Business-as-usual*-Szenario. Diese Potenziale werden aus verschiedenen Gründen überwiegend nicht gehoben. Energiekosten sind meistens sowohl aus monetärer Sicht (wenn der Anteil an den Gesamtkosten zu gering ist) als auch aus produktionstechnischer Perspektive (wenn Produktqualität und Produktivität im Vordergrund stehen) mit einer niedrigen Priorität versehen. Bei Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz ist eine ein bis drei Jahre andauernde Amortisation nicht selten. Kapitalzuteilung – ein gängiger Budgetierungsansatz – verhindert solche Investitionen. Des Weiteren haben Unternehmen Bedenken hinsichtlich einer langfristigen Einsparung von Energie und der Negativeinflüsse auf die Produktionsprozesse. Abschließend wird festgestellt, dass geschultes Personal fehlt [69].

Kiliccote et al. betrachten in *Open automated demand response communications in demand response for wholesale ancillary services* ein Pilotprogramm der *Pacific Gas and Electricity Company* (PG & E; Kalifornien), das die technische Machbarkeit der Teilnahme von drei Einrichtungen (Einzelhändler, Bürogebäude und Bäckerei) am Regelenenergiemarkt (*day-ahead*) untersucht. Für jede dieser drei Einrichtungen werden die stündliche Nachfrage und das Lastreduktionspotenzial vorhergesagt (48 Stunden Vorhersage) und einen Tag vor dem Einsatz an den Netzbetreiber (hier: *California Independent System Operator*; CAISO) eingereicht. Alle drei teilnehmenden Objekte sind mit Fernmesstechnik ausgestattet, die alle 4 Sekunden ein Signal senden/empfangen kann, so dass der Netzbetreiber bei Bedarf die Reserven schnell nutzen kann. CAISO sendet DSI-Signale an das Energiemanagement der einzelnen Objekte und löst damit eine automatische Reaktion innerhalb der vorbestimmten DSI-Strategie der Einrichtungen aus. Der Artikel stellt die einzelnen DSI-Strategien der Teilnehmer vor und diskutiert die Ergebnisse. Die Studie brachte drei grundlegende Erkenntnisse hervor. Heizungs-, Belüftungs- und Klimaanlageensysteme erfüllen sowohl die notwendige 10-Minuten-Antwortzeit als auch die Voraussetzung der zweistündigen Dauer eines Events (Abschaltung). Die diskutierten Spezifikationen sind geeignet, um mit Einrichtungen zu kommunizieren. Für schnelle DSI-Maßnahmen eignet sich das Internet [70].

Koch & Piette beschreiben in *Scenarios for consuming standardized automated demand response signals* den *Demand Response Automation Server* (DRAS), welcher für die Kommunikation zwischen

Energieversorger und Kunden zwecks Umsetzung von DSI-Programmen notwendig ist. Sie zeigen in einigen Anwendungsfällen, dass eine automatisierte Betriebsweise notwendig ist. Die Automatisierung umfasst die Interaktion zwischen Energieversorger und Kunde, das Bieten, das Reagieren auf Events und das RTP. Des Weiteren wurde evaluiert, dass sich der DRAS in bestehende Strukturen einbinden lässt [71].

Koch betrachtet in seiner Dissertation *Demand Response Methods for Ancillary Services and Renewable Energy Integration in Electric Power Systems* flexible Verbraucher und deren Bereitstellung für Systemdienstleistungen. Im Fokus stehen die Modellierung und Regelung aggregierter thermostatgeregneter Lasten (Heiz- und Kühlanwendungen). Eine Sollwertkurve kann ohne Komfortverlust zuverlässig abgefahren werden, indem Koordinierungsalgorithmen auf Geräteebeue Schaltimpulse an ausgewählte Einheiten versenden oder Informationen übertragen, die eigenständige Schalthandlungen auslösen. Die einzelnen Lasten werden mit anderen Elementen (Speicher- und Erzeugungseinheiten) zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst, so dass eine übergeordnete Steuerung hinsichtlich der Einsatzplanung erfolgen kann. Des Weiteren werden ökonomische Ansätze (*Power Node-Ansatz*) und die Problematik des Unterfrequenz-Lastabwurfs in großräumigen Störungssituationen evaluiert [72].

Middelberg et al. präsentieren in *An optimal control model for load shifting - with application in the energy management of a colliery* ein Optimierungsmodell für die Einbindung von DSI- und Energieeffizienz-Maßnahmen in einem südafrikanischen Kohlebergwerk. Es wird gezeigt, wie die Lastverschiebung optimiert eingesetzt und die Energieeffizienz durch Steuerung der Transportbänder gesteigert werden kann. Während der Anwendung des TOU-Tarifs sind die Reduktion der Energiebezugskosten und die Maximierung der Lastverschiebung das Ziel. Die kumulierten Energiekosten konnten während einer Fünf-Tage-Woche zur Hochlastsaison um bis zu 49 % gesenkt werden. Ergänzend dazu konnte der prozentuale Anteil von der in der Hauptbelastungszeit genutzten Energie von 25 % auf 8 % reduziert werden [73].

Mitra et al. zeigen in *Optimal Production Planning under Time-sensitive Electricity Prices for Continuous Power-intensive Processes*, dass zeitvariable Tarife die Kosten für kontinuierliche stromintensive Prozesse senken können. Es wird eine deterministische, gemischt-ganzzahlige, lineare Programmierung zur Optimierung eines stromintensiven Produktionsprozesses genutzt. Zur Berücksichtigung der produktionstechnischen Eigenschaften werden diese in logische Nebenbedingungen transformiert. Der Betrachtungshorizont liegt bei einer Woche mit stündlich sich ändernden Strompreisen. Im Fokus der Betrachtung stehen die Zementherstellung und die Luftzerlegung. In der Luftzerlegung konnten durch die Verwendung des Modells mehr als 10 % eingespart werden. Darüber hinaus wurde nachgewiesen, dass Flexibilitäten und Speicherkapazitäten Kosten reduzieren. Eine Fabrik mit zwei Verflüssigungsapparaten spart im Vergleich mit einer Fabrik mit nur einem Verflüssigungsapparat 5 % der Kosten ein. In der Zementherstellung konnte aufgrund der großen Anzahl an auftretenden Verbindungen bzw. Abhängigkeiten kein Optimum gefunden werden [74].

In *Opportunities for energy efficiency and demand response in the California cement industry* legen Olsen et al. bei der Ermittlung von DSI- und Energieeffizienz-Maßnahmen den Fokus auf die stromintensive Zementindustrie in Kalifornien. Eigenschaften und Möglichkeiten zur Lastbeeinflussung dieses Industriezweigs werden aufgezeigt und Chancen für Energieeffizienz-Maßnahmen diskutiert. Die kalifornische Zementindustrie verbraucht jährlich 150 MW an Strom. Die Zementfabriken arbeiten kontinuierlich für Monate und operieren 24 Stunden am Tag. Einige passen schon heute ihren Ener-

giebedarf an die angebotenen Tarife an. Höchstlast oder Knappheit auf Erzeugerseite kann neben einem Preisanstieg auch zu Instabilitäten im Netzbetrieb führen. DSI kann dem entgegenwirken. Der Artikel kommt zu dem Schluss, dass die Zementindustrie ein geeigneter Kandidat für die Anwendung von DSI-Maßnahmen ist. Da die Standorte sich deutlich voneinander unterscheiden, ist eine allgemein gültige Umsetzungsstrategie von DSI jedoch nicht möglich. Es muss jeweils eine individuelle Strategie entwickelt und realisiert werden [75].

Rivers & Jaccard illustrieren in *Electric Utility Demand Side Management in Canada*, dass Energieversorgungsunternehmen über die letzten Jahrzehnte einige DSI-Programme angeboten haben. 2,9 Mrd. Dollar wurden für den Einsatz von DSI-Programmen investiert, brachten aber nicht den erhofften Erfolg. Die Effekte wurden in aggregierter Weise ermittelt. Aufgrund der aggregierten Betrachtungsweise konnte eine Veränderung der Effektivität von DSI-Maßnahmen über die Zeit nicht nachgewiesen werden [76].

In *Flexible strategies for load/demand management using dynamic pricing* wird von Sanghvi betont, dass die Anwendung dynamischer Tarifierung für die Umsetzung von DSI unabdingbar ist, um die gewünschten Ziele hinsichtlich der Energieeffizienz sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite zu erreichen. Er beschreibt die Entwicklungen und Erfahrungen, die mit dynamischer Tarifierung gemacht worden sind [77].

Strbac betrachtet in *Demand side management: Benefits and challenges* die Vorteile und Herausforderungen bezüglich der Umsetzung und Anwendung von DSI für das Energieversorgungssystem Großbritanniens. Eine Sicherheitsspanne von ca. 20 % und der Durchschnittsverbrauch über ein Jahr führen zu einem Auslastungsgrad der Erzeugungsanlagen von unter 55 %. Dieser Sachverhalt eröffnet dem DSI einen großen Handlungsspielraum zur Steigerung des Auslastungsgrades und zum Einsparen von unnötigen Erzeugungskapazitäten. Es wird darauf hingewiesen, dass die Vielfalt der Lasten individuelle DSI-Lösungen erfordert. Neben der Liberalisierung wurden der Ausbau der regenerativen Energien und die allgemeinen Entwicklungen in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) als Antriebskräfte identifiziert. Herausforderungen hingegen sind die fehlenden Infrastrukturen, sowohl im Bereich des Marktes (es werden keine Anreize gesetzt) als auch im Bereich der IKT-Anbindung. Auch sind die erarbeiteten DSI-Programme im Vergleich zu traditionellen Ansätzen nicht wettbewerbsfähig und bringen durch die Vernetzung der einzelnen Akteure eine erhöhte Komplexität mit sich [78].

Torriti et al. berichten in *Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation* über die in verschiedenen Ländern Europas gemachten Erfahrungen bezüglich der Anwendung von DSI. Der Artikel analysiert Initiativen, Studien und Strategien verschiedener europäischer Länder (Großbritannien, Italien und Spanien). Historisch gesehen ist das europäische Engagement in puncto Erforschung und Anwendung von DSI-Maßnahmen gering. Die Entwicklung von DSI wird flankiert bzw. gelähmt durch sich national unterscheidende politische Strategien und Implementierungsarchitekturen sowie durch nicht immer ausreichend vorhandene Anreize und das Fehlen der notwendigen Mittel zur Teilnahme am DSI-Markt. Ergänzend spielen u.a. die folgenden Gründe eine wesentliche Rolle: Kunden erhalten keine Echtzeitpreise; größtenteils ist eine veraltete Zählerstruktur vorhanden; es existieren alte Strukturen, die gegen DSI sind. Gerade durch verschiedene EU-Programme soll die Transparenz zum Verbraucher hin steigen, so dass er auf ein sich änderndes Energieangebot adäquat reagieren kann. Laut dem Autor verfügt Europa noch über viel DSI-Potenzial, das in Zukunft mit neuen Tarifen gehoben werden könnte. Aktuell liegt der Fokus auf der

direkten Laststeuerung in der Industrie durch die Energieunternehmen. Lastabwurfprogramme für große Industrien sind üblich, obwohl die Kompensationszahlungen von Land zu Land variieren. Somit wird deutlich, dass die Potenziale unterschiedlich sind und DSI-Maßnahmen individuell entwickelt werden müssen [79].

Van Rensburg et al. zeigen in *New demand side management opportunities in the precious metals industry*, dass viele DSI-Programme in verschiedenen Industrien in Südafrika durchgeführt werden. Das Ziel dieser Studie war es, die neuen Möglichkeiten der südafrikanischen Edelmetallindustrie zu identifizieren (Gold und Platin). Es wurde die Lastverschiebung von Rotormühlen in Kombination mit der Verwendung von Silos (Speicher) untersucht. Das entwickelte Modell, das die Effekte von der Lastverschiebung vorhersagen kann, wurde anschließend durch Anwendung in verschiedenen Fabriken validiert. Ergebnis war, dass eine Lastverschiebung ohne Negativeinflüsse auf die Produktion stattfinden kann [80].

In *Demand response in China* beschreibt Wang die Rolle von DSI in der Volksrepublik China und betrachtet die aktuellen Erfahrungen mit bestehenden DSI-Programmen. Obwohl die Programme von Erfolg gekrönt sein könnten, muss in China erst über die Finanzierungsmechanismen und die Preisbildung nachgedacht werden, bevor eine flächendeckende Verwendung eingeführt wird. Die Potenziale sind enorm, da nur 43 % (2003), 33 % (2004) und 59 % (2005) der Stromausfälle durch den Einsatz von DSI-Maßnahmen behoben werden konnten. Eine Ausweitung wäre daher sinnvoll, sofern sie mit den oben genannten Punkten, der Anpassung des regulatorischen Rechtsrahmens und einer Aufklärung der Kunden einhergeht [81].³⁹

Als Abschluss dieses Abschnitts wird die Frage beantwortet, ob und wie sich die – von den genannten Autoren – erarbeiteten Erkenntnisse/Schlussfolgerungen/Modelle/Potenziale auf den deutschen Markt übertragen lassen. Zum jetzigen Zeitpunkt existiert in Deutschland keines der oben diskutierten Preis- und Anreizmodelle. Daher besteht hier keine Möglichkeit der Übertragung auf das deutsche System. Betrachtungen einzelner Produktionsprozesse und deren Potenziale sind prinzipiell auf Deutschland übertragbar. Eine vollständige Übertragung aller Gegebenheiten jedoch ist nicht möglich, da Produktionsprozesse sehr individuell angelegt sind.

Nachdem eine Auswahl aus nationalen und internationalen themenverwandten Artikeln vorgestellt und die unterschiedlichen Forschungsstände vermittelt worden sind, werden nun drei weitere wissenschaftliche Arbeiten vorgestellt, die thematisch sehr eng beieinander liegen. In diesen wird der nächste Schritt getan und die Lastflexibilität (Potenziale) mit Produktionssystemen und der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien in Verbindung gesetzt. Die genannten Arbeiten werden aufgrund der Themennähe zu der vorliegenden Arbeit und der Aktualität (gleichzeitige Veröffentlichung auf dem VDE-Kongress 2012) etwas ausführlicher dargestellt:⁴⁰

- Schriegel, Sebastian & Pethig, Florian & Jasperneite, Jürgen; *Intelligente Lastverschiebung in der Produktionstechnik – Ein Weg zum Industrial Smart Grid*; 2012 [82].

³⁹ Höchstwahrscheinlich existiert im asiatischen Raum eine größere Anzahl an Artikel, als das obige Verhältnis darstellt. Hier besteht aufgrund der unterschiedlichen Sprache bzw. der unterschiedlichen Schriftzeichen eine Austauschbarriere, welche berücksichtigt werden muss.

⁴⁰ Die eigene Ausarbeitung (Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix) wird an dieser Stelle nicht beschrieben (s. Kapitel 6).

- Michen, Marcus & Boettinger, Fabian & Wutzke, Rolf; *Effektive Nutzung von Energie im Unternehmen durch intelligente Verteilung am Beispiel der energetischen Produktionsprogrammoptimierung*; 2012 [83].
- Scheven, Alexander von & Prelle, Martin: *Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix*; 2012 [28].

Die Besonderheit an dem von Schriegel et al. verfassten Artikel *Intelligente Lastverschiebung in der Produktionstechnik – Ein Weg zum Industrial Smart Grid* liegt in der Betrachtung einer ganzheitlich energieoptimierten Produktion. Neben der manuellen Energieoptimierung wird im Artikel die automatisierte Energieoptimierung diskutiert. Die Klassifizierung der automatischen Energieoptimierung findet in Anlehnung an die drei unteren Ebenen der Automatisierungspyramide⁴¹ statt (Abbildung 32) [82]. Die Abbildung zeigt, dass die organisatorischen Energieoptimierungsmethoden von der Leitebene über die Steuerungsebene bis hin zur Feldebene abnehmen und die mechanischen Energieoptimierungsmethoden zunehmen. Die Methoden lassen sich in drei Grundtypen kategorisieren (vgl. Tabelle 10).

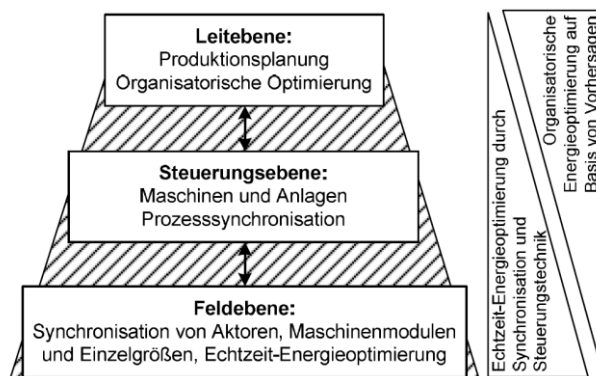


Abbildung 32: Automatisierungspyramide und Energieoptimierung [82]

Tabelle 10: Taxonomie der Energieoptimierung (eigene Darstellung) [82]

Typ \ Ziel	1. Organisation	2. Synchronisation	3. Einzelparameter
Absolute Einsparung (Effizienz)	Produktionsabfolge auf Energieeffizienz abstimmen (Leitebene)	Wartezeitfenster für Einzelparameter-optimierung ausnutzen	Wege und Beschleunigungen auf Energieeffizienz auslegen (Feldebene)
Zeitliche Verschiebung (DSI)	Produktionsabfolge auf Energievorhersagen abstimmen (Leitebene)	Wartezeitfenster als virtuellen Energiespeicher ausnutzen	Wege und Beschleunigungen als virtuellen Energiespeicher ausnutzen (Feldebene)

⁴¹ Zu beachten ist, dass aktuelle Forschungsansätze an dem System der Automatisierungspyramide zweifeln (vgl. VDI-Nachrichten: Industrie 4.0-Konzepte). Nichtsdestotrotz kann sie zur Klassifizierung herangezogen werden.

Es wird ebenfalls, wie oben bereits illustriert, eine Trennung zwischen Einsparung und Verschiebung vorgenommen. In Tabelle 10 wird die in Abbildung 32 durchgeführte Klassifizierung weiter vertieft. Nachdem die Einordnung der Optimierungsmethoden erfolgt, wird die Kopplung der internen Energieoptimierung (*Industrial Smart Grid*) mit dem außerhalb des Unternehmens „bestehenden“ *Smart Grid* vorgenommen (vgl. Abbildung 33).

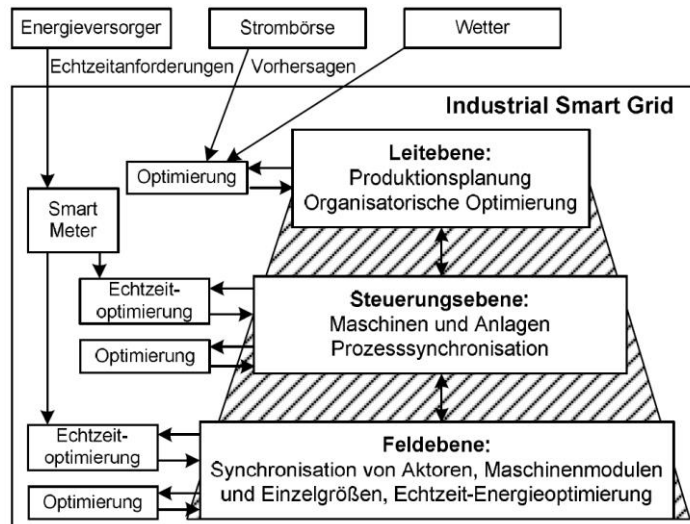


Abbildung 33: Kopplung Industrial Smart Grid mit dem unternehmensexternen Smart Grid [82]

Der diskutierte Ansatz lässt sich wie folgt von der vorliegenden Arbeit abgrenzen:

- Der Artikel betrachtet vorrangig Optimierungen auf der Feld- und Steuerungsebene am Fallbeispiel der Lemgoer Modellfabrik.
- In der vorliegenden Arbeit wird ein allgemein gültiges energetisches Modell entwickelt, mit dem Optimierungen auf der Leitebene unter Berücksichtigung der produktionstechnischen und -wirtschaftlichen Bedingungen, der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien und den Preisen an der Strombörse untersucht werden sollen.

Der zweite Artikel von Michen et al. mit dem Titel *Effektive Nutzung von Energie im Unternehmen durch intelligente Verteilung am Beispiel der energetischen Produktionsprogrammoptimierung* beschreibt einen allgemeinen Modellansatz, der der energetischen Produktionsprogrammplanung dienen soll. In Abbildung 34 wird das System rudimentär gezeigt. Es werden drei unterschiedliche Flüsse dargestellt: der Informations- und Energiefluss in das bzw. aus dem Unternehmen (Unternehmensgrenze: blau gestrichelte Linie) und der Informationsfluss innerhalb des Unternehmens [83].

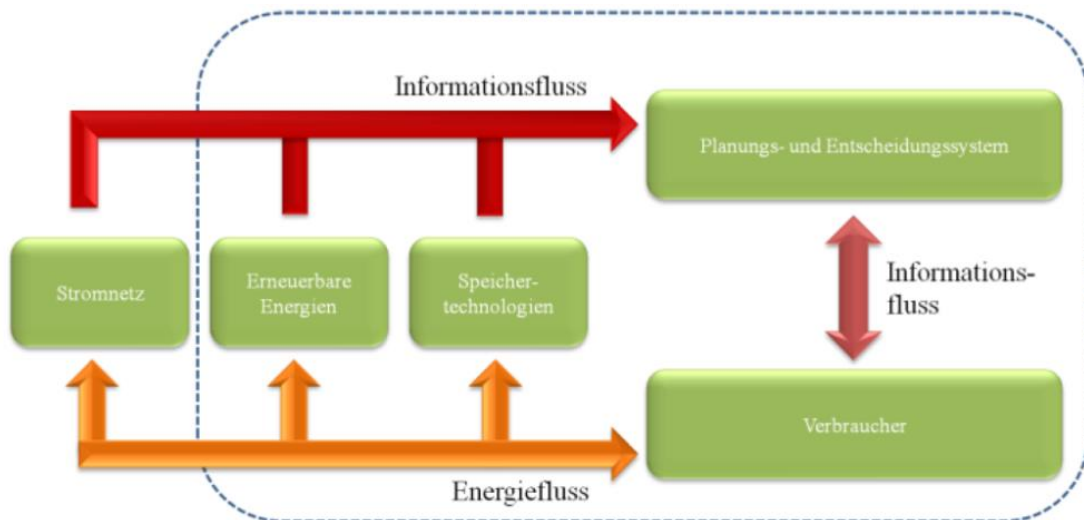


Abbildung 34: Systemübersicht [83]

Diese Darstellung erfasst nicht alle wichtigen Parameter, daher wird die Grafik lediglich der Vollständigkeit halber in diese Arbeit integriert. Abbildung 35 zeigt die einzelnen Bestandteile des Informationsflusses.

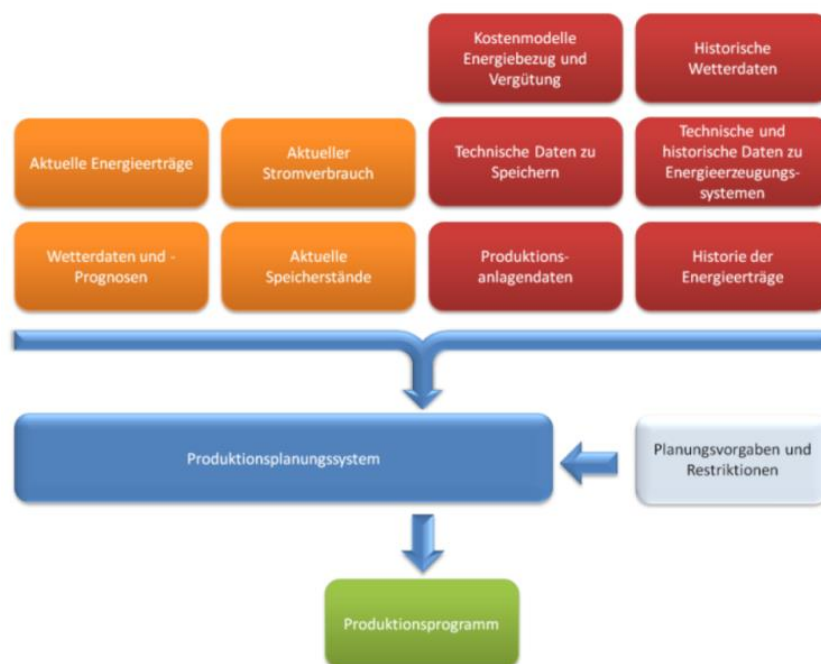


Abbildung 35: Informationsfluss für die Planung [83]

Der Informationsfluss wird in dynamische (orange) und statische (rot) Komponenten unterteilt. Welche Bestandteile aus dem oder in das Unternehmen kommen, ist nicht ersichtlich. Einige der in Abbildung 35 gezeigten Elemente werden im Kapitel *Entwicklung des Renewable Energy For Industry (REFI)-Modells* wieder aufgegriffen.

Die vorliegende Arbeit lässt sich zum genannten Artikel [83] von Michen et al. aufgrund folgender Aspekte abgrenzen:⁴²

- Der Artikel beschreibt lediglich einen Modellansatz, geht aber nicht weiter – wie die vorliegende Arbeit – auf die Umsetzung des Modells und die Einbindung konkreter Datensätze (hinsichtlich Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien und Preise) ein.
- Das vorliegende Werk ermittelt und bewertet vorhandene Lastverschiebungspotenziale durch die Entwicklung und energetische Nachbildung eines realen Produktionsprozesses, die Verwendung realer Daten und die Durchführung von Prognosen.

Nach Darstellung der Forschungsstände und der Abgrenzung der eigenen Arbeit zu themennahen Artikeln, wird im Folgenden ein Fazit gezogen.

4.2. Fazit und Ausblick auf die folgenden Kapitel

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass in Deutschland und anderen Ländern auf der ganzen Welt bereits Forschungsanstrengungen im Bereich DSI unternommen werden. Alle Forschungsaktivitäten haben sehr unterschiedliche Beweggründe. In Deutschland sind die Motivationen für DSI-Maßnahmen aktuell die *Spitzenlastbegrenzung* und in Zukunft die *Integration von Erneuerbaren Energien*. In den USA dagegen steht in erster Linie die *Versorgungssicherheit* im Mittelpunkt. Die vorgestellte Literatur zeigt primär die Funktionsweise, die technischen und teilweise die wirtschaftlichen Potenziale von DSI. Eine zentrale Erkenntnis ist, dass jede DSI-Maßnahme nur sehr individuell umgesetzt und durchgeführt werden kann. Dies rührt daher, dass sich Produktionsprozesse, technische Ausstattungen, wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen von Standort zu Standort oft sehr stark unterscheiden. Keine der betrachteten Arbeiten beleuchtet die DSI-Potenziale im Zusammenhang mit dem Angebot von Regenerativen Energien und einer möglichen Flexibilität innerhalb eines beliebigen Produktionsprozesses, der als energetisches Modell abgebildet ist. Des Weiteren wird überwiegend nur die Vermarktung von Flexibilitäten auf dem Regelenergiemarkt in Betracht gezogen. Eine Vermarktung von Lastverschiebungspotenzialen am Spotmarkt (Intraday-Markt) wird nicht evaluiert. Die diskutierten aktuellen Entwicklungen im DSI-Bereich fokussieren die Systemstabilität und lassen Marktansätze außen vor. Es ist richtig, dass die Versorgungssicherheit bzw. die Systemstabilität oberste Priorität genießt, dennoch sollte bei einem stabilen Systemzustand die Möglichkeit bestehen, seine Flexibilitäten vermarkten zu können.

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte REFI-Modell zeigt die ökonomischen DSI-Potenziale im Zusammenhang mit dem Angebot von Regenerativen Energien – oder wahlweise den Preisdaten – und einer möglichen Flexibilität innerhalb eines beliebig definierbaren Produktionsprozesses auf. Der Anwender kann als Optimierungsgrundlage wahlweise die Daten zum Angebot von Regenerativen Energien oder die Preisdaten der EPEX heranziehen. Im Rahmen dieser Arbeit wird das entwickelte Modell anhand einer Fallstudie validiert.

Im Folgenden wird die Preisanalyse für die relevanten Stromhandelsmärkte in Deutschland (vgl. Kapitel 5) durchgeführt. Anschließend wird in Kapitel 6 die *Entwicklung des Renewable Energy For Industry (REFI)-Modells* beschrieben und die Verbindung zwischen den Kapiteln 3, 4 und 5 hergestellt. Die

⁴² Nach dem VDE Kongress 2012 trafen sich Vertreter der TU Darmstadt (von Scheven) und des Fraunhofer IPA Stuttgart (Wutzke) aufgrund des ähnlichen Ansatzes und diskutierten über gemeinsame Forschungsaktivitäten.

Verbindung von Preisanalyse und Modellentwicklung mit anschließender Validierung anhand eines realen Industrieprozesses runden die Bearbeitung der Thematik ab.

5. Preisanalyse relevanter Stromhandelsmärkte

In diesem Kapitel wird die Preisentwicklung relevanter Produkte auf den entsprechenden Stromhandelsmärkten im Hinblick auf DSI-Maßnahmen analysiert. Im Einzelnen wird der *Intraday*-Markt des EPEX Spot Markts betrachtet.⁴³ Daraufgehend soll aufgezeigt werden, wie sich die Handelsstrategie eines Industrieunternehmens, das seinen Strom von der Börse bezieht, im Rahmen der strukturierten Beschaffung für die Nutzung von DSI-Potenzialen ändern muss, um profitieren zu können. Zur Einführung wird die Vorgehensweise und angewandte Methodik der Preisanalyse vorgestellt. Für die Betrachtungen wird der Zeitraum von 2009 - 2012 herangezogen. Bei der durchgeführten Preisanalyse handelt es sich um eine deskriptive statistische Auswertung basierend auf historischen Daten. Zum einen sollen Einflussgrößen identifiziert und zum anderen die Preisentwicklung über den genannten Zeitraum analysiert werden.

5.1. Angewandte Werkzeuge zur Preisanalyse (Intraday-Markt)

Für die Auswertung werden die von der EEX/EPEX zur Verfügung gestellten Preisdaten über den Zeitraum von vier Jahren (01.01.2009 - 31.12.2012) herangezogen. Für die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen des *Intraday*-Markts wird der *Last Price* herangezogen. Der *Last Price* liegt für 2009 - 2011 in Stundenwerten vor (vgl. beispielhaft die Darstellungen für August 2009 und 2012 in Anhang A.3). Aufgrund der Tatsache, dass die EPEX im Jahr 2012 zur stündlichen Preisermittlung die viertelstündliche Preisermittlung ergänzend eingeführt hat⁴⁴, werden die Preisdaten der Vorjahre (2009 - 2011) für eine Stunde auf die dazugehörigen Viertelstunden projiziert. Dies bedeutet, dass bei einer Preisermittlung von 30 €/MWh für die Stunde 09:00 Uhr bis 10:00 Uhr der Preis für jede Viertelstunde innerhalb dieser Stunde (09:00 Uhr bis 10:00 Uhr) gilt. Die eigens durchgeführte Auswertung der im Jahr 2012 ergänzten viertelstündlichen Preisbildung erfolgt abschließend gesondert. Für kurzfristige DSI-Maßnahmen spielen lediglich die Einzelstunden bzw. Blockprodukte auf dem *Day-Ahead*-Markt und der *Intraday*-Markt im Ganzen eine Rolle.

Ausgangspunkt der Auswertung ist die Darstellung der Preisdaten in eine $i \times j$ -Matrix. Die Zeilen i werden durch das Datum des jeweiligen Tages und die Spalten j durch die Tageszeit in Viertelstunden beschrieben. Folglich handelt es sich um eine 365 x 96 Matrix in maximaler Ausprägung.⁴⁵ Jedes einzelne Element m_{ij} enthält die Preisinformation für den jeweiligen Tag i in der entsprechenden Viertelstunde j am betrachteten Tag (vgl. Gl. (5.1)).⁴⁶ Diese Art der Transformation ermöglicht eine sehr flexible Auswertung, die notwendig ist, da die Preise stark von Tageszeit und Wochentag bzw. Nachfrage und dem Wetter abhängen.

⁴³ Bei den analysierten Preisen handelt es sich um die reinen Großhandelspreise ohne Netznutzungsentgelte, Umlagen, Steuern und Konzessionsabgaben.

⁴⁴ Hierbei handelt es sich um eine Ergänzung zu der stündlichen Preisfindung, welche zur Integration der Erneuerbaren Energien (vorrangig Wind und PV) dienen soll.

⁴⁵ Schaltjahre werden nicht berücksichtigt.

⁴⁶ Wichtiger Hinweis: Ausgenommen hierbei sind die betrachteten Produkte des *Day-Ahead*-Markts *Phelix Day Base* und *Phelix DayPeak*. Für diese Produkte existiert nur ein Preis pro Tag, daher wird die Analyse tageweise vorgenommen.

$$M = \begin{pmatrix} m_{1\ 1} & \cdots & m_{1\ 96} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ m_{365\ 1} & \cdots & m_{365\ 96} \end{pmatrix} \quad \text{Gl. (5.1)}$$

M = Matrix

m_{ij} = Element der Matrix mit dem Zeilenindikator i und dem Spaltenindikator j

Die Auswertung erfolgt mit den Mitteln der deskriptiven Statistik. Die deskriptive Statistik hat das Ziel, umfassende empirische Datensätze (hier: Preisdaten) anschaulich darzustellen und Zusammenhänge besser ableiten zu können. Die Kenngrößen der deskriptiven Statistik lassen sich in zwei Unterklassen einteilen. Zum einen gibt es die Lagemaße und zum anderen die Maße für die Streuung der Verteilung. Beide Unterklassen werden im Folgenden in Bezug auf die Auswertung der Preisdaten rudimentär erläutert.

5.1.1. Die Lagemaße

Unter den Lagemaßen werden die bekannten Größen wie Maximum, arithmetisches Mittel (Mittelwert), Median und Minimum verstanden. Welche mathematischen Beziehungen hinter den Begriffen stehen und wie sie für die Preisanalyse berechnet worden sind, wird im folgenden Kapitel unter Berücksichtigung von Gl. (5.1) beschrieben.

Das Maximum/Minimum

Das Maximum bzw. Minimum tritt hier als größtes bzw. kleinstes Element einer mathematischen Teilmenge auf. Mathematisch gilt die folgende Beziehung:

$$m_{ij\max} \text{ ist größtes Element von } M: \Leftrightarrow \forall m_{ij} \in M: m_{ij} \leq m_{ij\max} \quad \text{Gl. (5.2)}$$

$$m_{ij\min} \text{ ist kleinstes Element von } M: \Leftrightarrow \forall m_{ij} \in M: m_{ij\min} \leq m_{ij} \quad \text{Gl. (5.3)}$$

Das Element $m_{ij\max}$ bzw. $m_{ij\min}$ ist das größte bzw. kleinste Element von M genau dann, wenn für alle m_{ij} , die Element der Menge M sind, gilt: $m_{ij} \leq m_{ij\max}$ bzw. $m_{ij\min} \leq m_{ij}$. Für die vorliegende Auswertung wird ein Maximum und ein Minimum über die Zeilen $i = 1, \dots, 365$ (Tage im Jahr) für alle Viertelstunden eines Tages $j = 1, \dots, 96$ ermittelt.

Das arithmetische Mittel (Mittelwert)

Das arithmetische Mittel ist der Quotient aus der Summe aller beobachteten Werte und der Anzahl der beobachteten Werte. Für die vorliegende Auswertung wird das arithmetische Mittel über die Zeilen $i = 1, \dots, 365$ für alle Viertelstunden j eines Tages bzw. für einen Tag (*Day-Ahead-Markt*) errechnet. Mathematisch sieht dieser wie folgt aus:

$$\overline{m}_j = \frac{1}{365} \sum_{i=1}^{365} m_{ij} \quad \text{Gl. (5.4)}$$

Ein großer Nachteil hinsichtlich der Anwendung des arithmetischen Mittels ist, dass es sehr empfindlich auf Ausreißer reagiert. Um dieser Eigenschaft entgegenzuwirken bzw. sich dieser zu entziehen, sind sog. robuste oder resistente Lagemaße gefordert. Eines dieser robusten Lagemaße ist der Median [84].

Der Median

Der Median ist der mittlere Wert, der sich bei der Größe nach sortierten Werten eingestellt hat. Somit weist der Median gegenüber dem arithmetischen Mittel hier einen klaren Vorteil auf, da er nicht so stark auf Ausreißer reagiert. Da in der Analyse die Anzahl der Zeilen $i = 365$ ungerade ist, muss zur Berechnung des Median die obere Formel in Gl. (5.5) verwendet werden:

$$m_{medj} = \begin{cases} m_{(\frac{i+1}{2})j} & , i \text{ ungerade.} \\ \frac{1}{2}(m_{\frac{i}{2}j} + m_{(\frac{i}{2}+1)j}) & , i \text{ gerade.} \end{cases} \quad \text{Gl. (5.5)}$$

Im Vergleich zum arithmetischen Mittel ist neben dem Vorteil der Robustheit die leichte Interpretierbarkeit dieses Wertes hervorzuheben. 50 % der Werte sind kleiner bzw. größer oder gleich dem Median [84].

5.1.2. Die Maße der Streuung

Wie bei den Lagemaßen existieren auch bei der Dispersion verschiedene Größen, mit denen Aussagen unterschiedlicher Qualität getroffen werden können.

Die empirische Varianz und Standardabweichung

Die empirische Varianz⁴⁷ und ihre Wurzel – die Standardabweichung – sind die wohl bekanntesten Maßzahlen für die Streuung einer Verteilung. Beide Werte messen, wie stark die Beobachtungswerte m_{ij} um das arithmetische Mittel streuen. Ähnlich wie das arithmetische Mittel sind auch Varianz und Standardabweichung nicht resistent [84]. Die mathematischen Zusammenhänge werden in Gl. (5.6) und Gl. (5.7) dargestellt:

⁴⁷ In diesem Zusammenhang bedeutet der Begriff *empirische Varianz*, dass es sich um Maßzahlen handelt, die aus konkreten Daten berechnet worden sind. (Vgl. Fahrmeir, S. 69.)

$$s'^2_j = \frac{1}{365} \sum_{i=1}^{365} (m_{ij} - \bar{m}_j)^2 \quad \text{Gl. (5.6)}$$

$$s'_j = \sqrt{s'^2_j} = \sqrt{\frac{1}{365} \sum_{i=1}^{365} (m_{ij} - \bar{m}_j)^2} \quad \text{Gl. (5.7)}$$

Wenn die Beobachtungswerte m_{ij} normalverteilt sind, können mit dem arithmetischen Mittel und der Standardabweichung unterschiedliche Schwankungsintervalle angegeben werden. Mit dem Intervall $\bar{m} \pm s'$ werden ca. 68 %, mit dem Intervall $\bar{m} \pm 2s'$ ca. 95 % und mit dem Intervall $\bar{m} \pm 3s'$ ca. 99 % der Daten erfasst werden. Diese Maße werden nur peripher betrachtet.

Die Quantile und *Interquartile range* (IQR)

Ausgangspunkt für diese Größen ist die geordnete Urliste der Beobachtungswerte m_{ij} . „Jeder Wert m_p mit $0 < p < 1$, für den mindestens ein Anteil p der Daten kleiner/gleich und mindestens ein Anteil $1 - p$ größer/gleich m_p ist, heißt p -Quantil.“ [84] Das 25 %-Quantil ($m_{0,25}$) wird auch „unteres Quartil“ und das 75 %-Quantil ($m_{0,75}$) „oberes Quartil“ genannt. Der Median repräsentiert das 50 %-Quantil. Somit geben diese resistenten Größen Hinweise über die Streuung der Verteilung. Eine abgeleitete Größe ist die *Interquartile range* (IQR) oder *Interquartilsabstand*. IQR ist über den Abstand (d_Q) zwischen dem 75 %-Quantil ($m_{0,75}$) und 25 %-Quantil ($m_{0,25}$) definiert [84]. Folgende Formel zeigt den mathematischen Zusammenhang:

$$d_Q = m_{0,75} - m_{0,25} \quad \text{Gl. (5.8)}$$

$m_{0,75}$ = Oberes Quartil (75 %-Quantil)

$m_{0,25}$ = Unterres Quartil (25 %-Quantil)

5.2. Preisanalyse des EPEX Spot Market (Intraday-Markt)

Für die durchgeführte Preisanalyse des *Intraday*-Markts wird der *Last Price* als Datengrundlage verwendet. Einleitend wird das entwickelte zweistufige Verfahren der Preisanalyse vorgestellt.

5.2.1. Zweistufiges Verfahren der Preisanalyse

Die Gesamtanalyse erfolgt in einem zweistufigen Verfahren. In der ersten Stufe wird die Frage beantwortet, welcher Preis wie oft im Tagesverlauf bzw. im Jahr aufgetreten ist. Des Weiteren werden die Preischarakteristika hinsichtlich der unter 5.1.1 und 5.1.2 beschriebenen Größen für ein Jahr herausgearbeitet und in aggregierter Weise dargestellt (vgl. Abbildung 36: horizontale blaue Pfeile).

Anschließend werden in der zweiten Stufe die herausgearbeiteten Charakteristika durch den inter-annualen Vergleich auf Validität überprüft und Preisentwicklungen beschrieben (vgl. Abbildung 36: vertikale rote Pfeile).

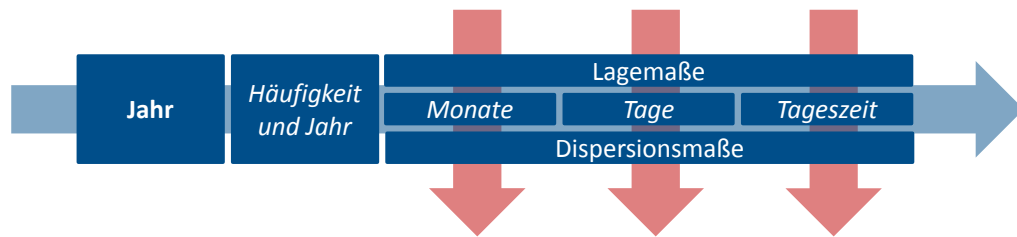


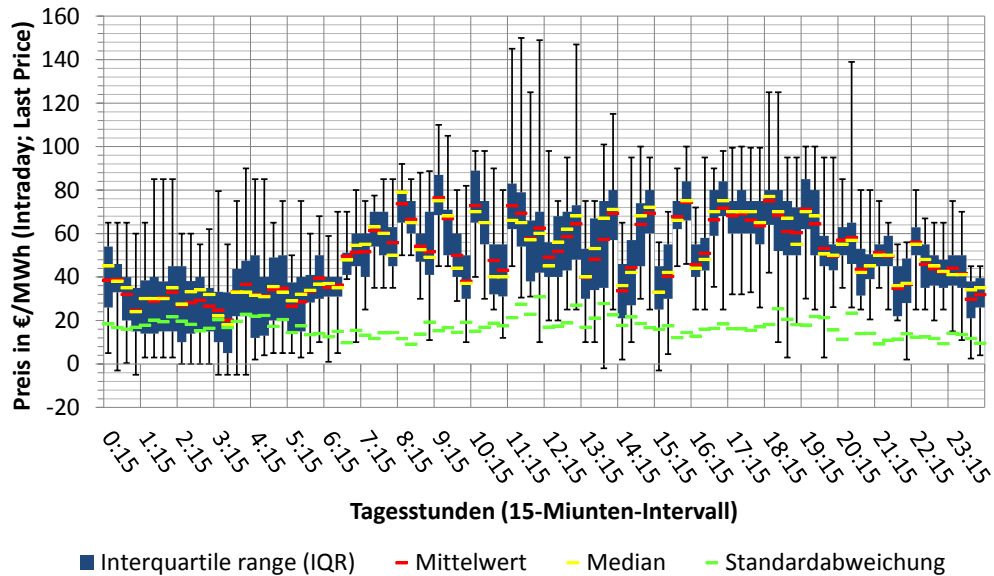
Abbildung 36: Illustration der zweistufigen Vorgehensweise⁴⁸

Da sich Preisniveau und -verlauf über den Tag hinweg nicht nur von Wochentag zu Wochentag, sondern auch von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr unterscheiden, ist eine differenzierte Auswertung zwischen Werktagen (WT) und Wochenenden (WE) bzw. Feiertagen erforderlich, um genaue Aussagen treffen zu können, wie die Handelsstrategie des Industrieunternehmens aussehen müsste, um erfolgreich am Energiemarkt agieren und DSI-Maßnahmen wirtschaftlich gestalten zu können.

Für die durchgeführte horizontale Analyse wurde die *Box-Plot*-Darstellung gewählt. Diese Darstellung ermöglicht die *Fünf-Punkte-Zusammenfassung* nach Fahrmeir und eignet sich sehr gut zum Vergleich verschiedener Verteilungen. In übersichtlicher Weise können zu jedem Datenpunkt fünf (plus zwei) Informationen erfasst werden. Zwischen dem unteren und oberen Quartil wird eine Box aufgezogen (*Interquartile range*). In dieser Box werden der Median und der Mittelwert durch Markierungen hervorgehoben. Zwei Linien außerhalb dieser Box markieren das Maximum und das Minimum [84]. Abbildung 37 fungiert als Beispiel und illustriert den Tagesverlauf der notierten Preise für alle Tage von Montag bis Freitag und Samstag bis Sonntag im November 2012 auf dem *Intraday*-Markt.

⁴⁸ Die Tageszeit wird nur im Rahmen der Einzelstunden (*Day-Ahead*) und Last Price (*Intraday*)- Analyse berücksichtigt.

**Preise für Montag bis Freitag im Zeitraum November 2012
(Viertelstundenpreise)**



**Preise für Samstag bis Sonntag im Zeitraum November 2012
(Viertelstundenpreise)**

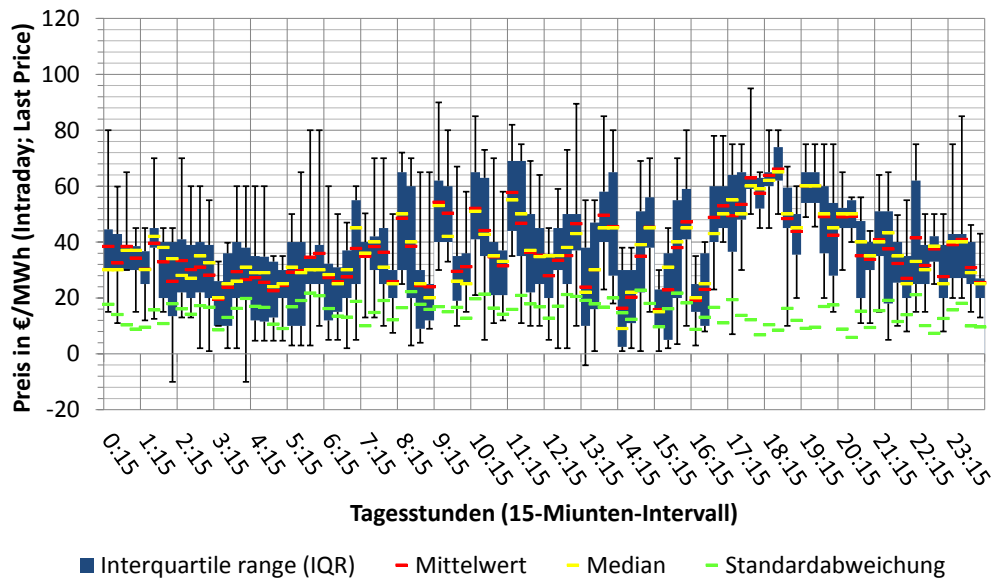


Abbildung 37: Beispiel für die horizontale Analyse für den Intraday-Markt (Viertelstunden)

Bei der Auswertung für das Jahr 2012 liegt der Fokus auf der viertelstündlichen Preisbildung, die seit Beginn des genannten Jahres neben der stündlichen Preisbildung in einem gesonderten Orderbuch möglich ist. Für die erste Viertelstunde der Tage (Montag bis Freitag) im November 2012 liegt der maximale Preis bei 65 €/MWh. Der minimale Preis stellt sich bei 5 €/MWh ein. Der Median liegt bei 45 €/MWh und das arithmetische Mittel bei 38,49 €/MWh. 50 % der Preise notieren zwischen 26 €/MWh und 54 €/MWh. Für die Wochenenden im November 2012 treten in der ersten Viertelstunde folgende Preise auf: Das Maximum liegt bei 80,00 €/MWh. Der Mittelwert stellt sich bei

38,38 €/MWh und der Median bei 30,00 €/MWh ein. Die IQR erstreckt sich von 30,00 €/MWh bis 44,50 €/MWh. Das Minimum notiert bei 15,00 €/MWh.

Im Folgenden werden die Erkenntnisse aggregiert ausgeführt. Die Ergebnisse der horizontalen Analyse vorwiegend konnten für jede Jahreszeit typische Monate identifiziert werden, die für den interannualen Vergleich herangezogen werden können. Somit kann für die vertikale Auswertung ein Monat je Jahreszeit herausgegriffen (Januar, April, Juli und Oktober) werden. Der Übersichtlichkeit halber konzentriert sich die vertikale Auswertung auf die Wochentage und den Median. Als Folge daraus werden für die vertikale Betrachtung vier Diagramme entwickelt, die Aufschluss über zwischenjährliche Entwicklungen geben. Die folgende Illustration fasst die Vorgehensweise nochmals zusammen.

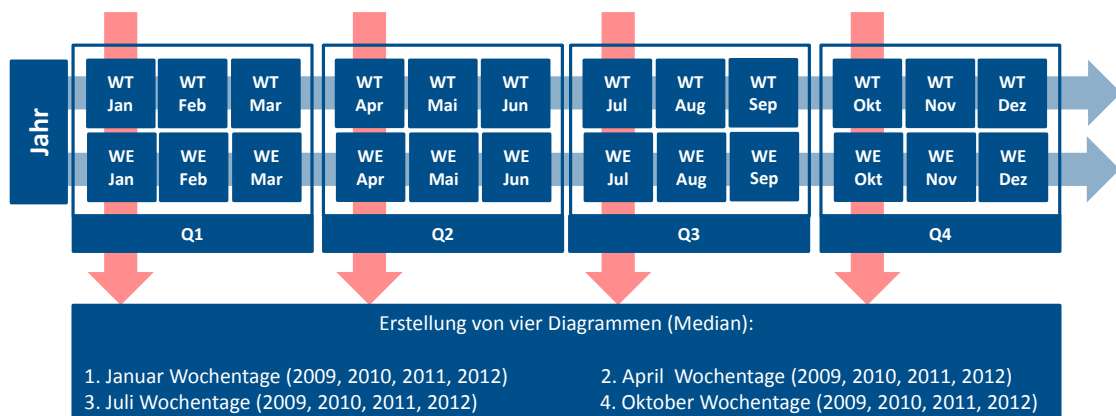


Abbildung 38: Vier Diagramme für die vertikale Analyse

Zu allen durchgeführten Analysen wurden ergänzend Wetterdaten aus fünf Stationen des *Deutschen Wetterdienstes* ausgewertet. Die ausgewählten Stationen werden in Abbildung 110 aufgelistet (s. Anhang A.5). Da die Auswahl lediglich fünf Stationen umfasst, sind die Daten nur für eine Indikation belastbar. In Anhang A.5 wird exemplarisch der Monat August für die vier Jahre gegenübergestellt. Nachdem die theoretischen Grundlagen dargelegt und die Vorgehensweise erklärt wurde, werden im folgenden Kapitel die Ergebnisse der Analyse vorgestellt.

5.2.2. Intraday-Markt

In der ersten Stufe der *Intraday*-Markt-Analyse wird sowohl das Preisniveau als auch die Häufigkeit der Preise für jede Stunde eines jeden Jahres dargestellt. Die Tageszeit ist auf der unteren X-Achse, das Preisniveau beidseitig auf der Y-Achse und die Häufigkeit auf der oberen X-Achse mit logarithmischer Skala aufgetragen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde zur Darstellung der Häufigkeit eine logarithmische Skala gewählt. In den folgenden vier Grafiken ist zuerkennen, zu welcher Tageszeit welches Maximum, welcher Median und welches Minimum mit welcher Häufigkeit aufgetreten ist. Die Information, an welchem Tag (Wochentag oder Wochenende) bzw. in welchem Monat diese Extrema auftreten, kann aus diesen Diagrammen nicht entnommen werden. Für das Jahr 2009 lassen sich aus Abbildung 39 folgende Informationen entnehmen. Die Preise von 30 €/MWh bzw. 35 €/MWh traten mit 1.152 Viertelstunden $\hat{=}$ 288 Stunden bzw. 1.084 Viertelstunden $\hat{=}$ 271 Stunden

am häufigsten auf. Das Maximum von 300 €/MWh, das für die Stunde von 11:00 – 12:00 Uhr lokalisiert wurde, trat in nur einer Stunde des Jahres auf. Das Minimum von - 1.499 €/MWh, das sich in der ersten Stunde des Tages einstellte, trat ebenfalls nur in einer Stunde auf.

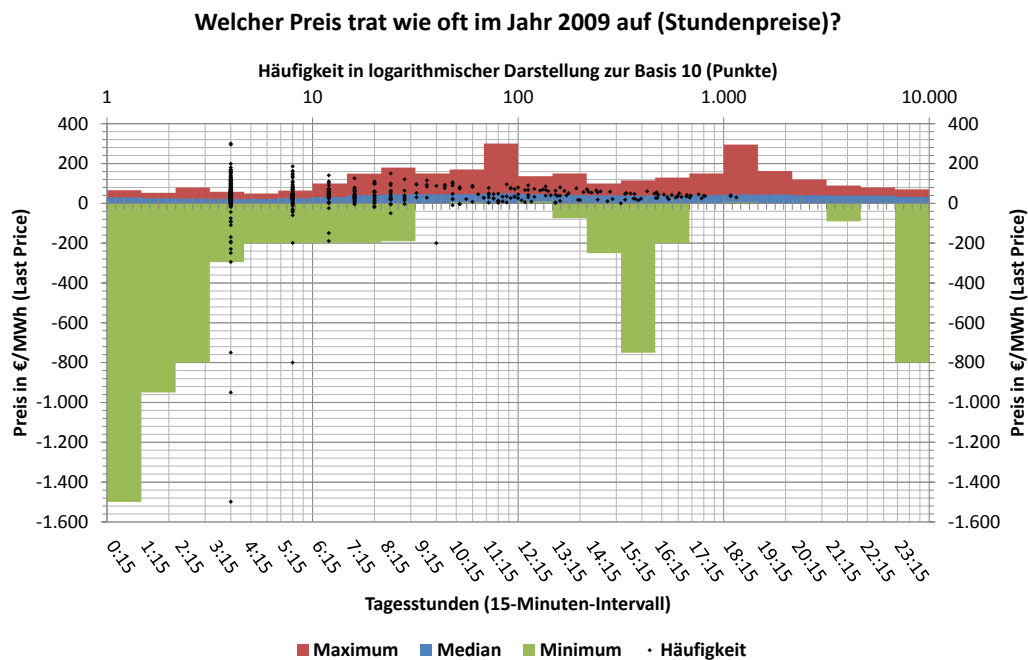


Abbildung 39: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2009

Aus Abbildung 40 lassen sich die oben dargestellten Informationen für das Jahr 2010 ablesen. Eine Megawattstunde wurde mehrheitlich mit 40 €/MWh (für 246 Stunden) gehandelt, was 2,8 % der Jahresstunden (8.760 Stunden) entspricht. Ähnlich wie im Jahr 2009 traten das Maximum von 805 €/MWh und das Minimum von -190 €/MWh in einer Stunde von 14:00 – 15:00 Uhr bzw. von 00:00 – 01:00 Uhr im Jahr auf.

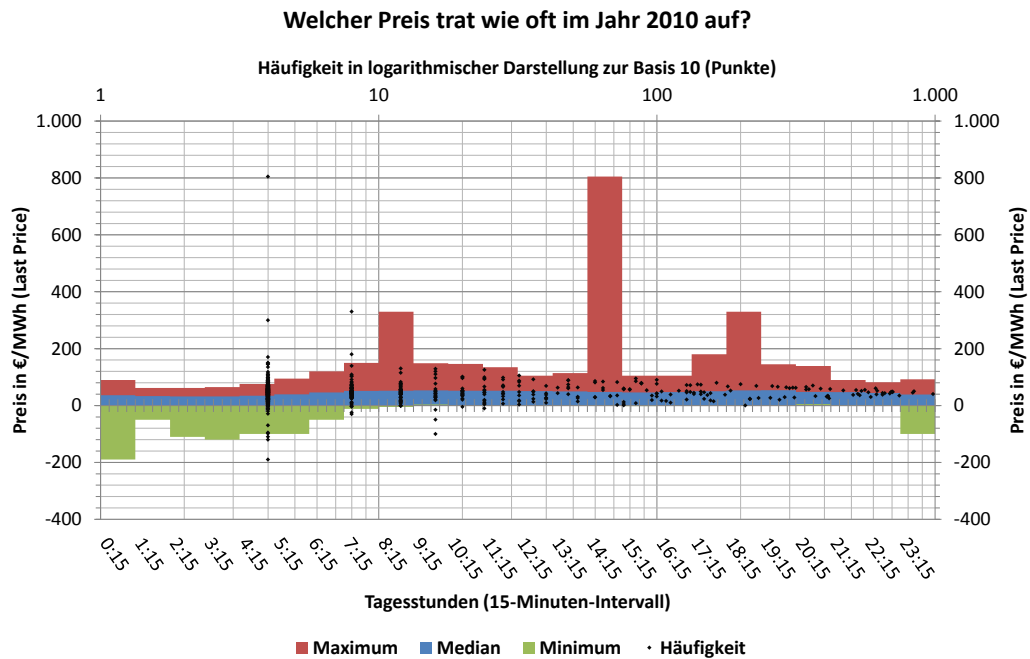


Abbildung 40: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2010

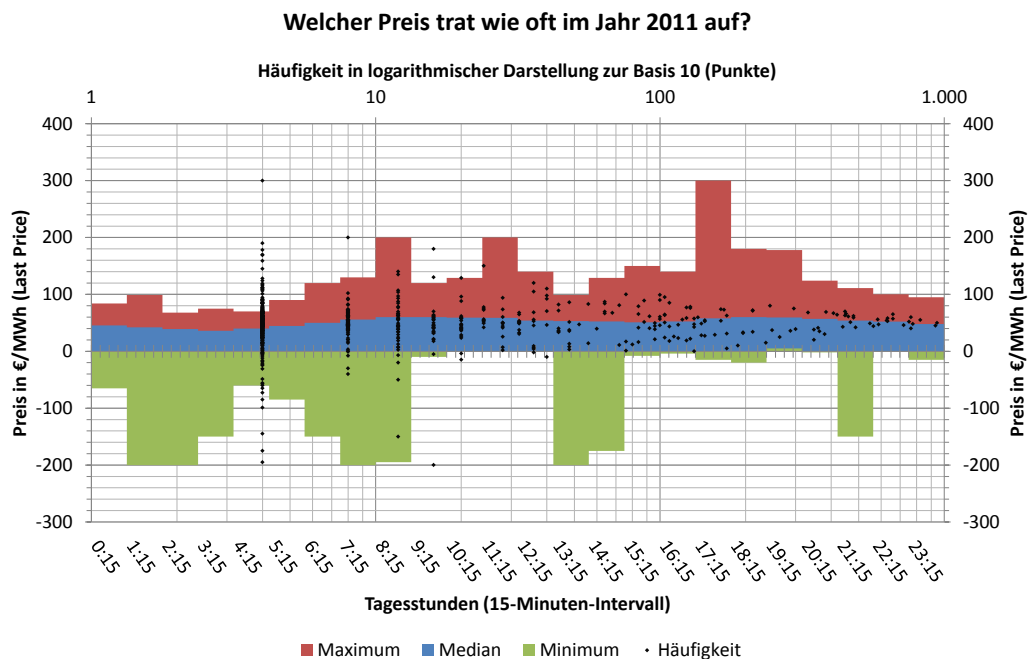


Abbildung 41: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2011

Für das Jahr 2011 (s. Abbildung 41) konnte ein Maximalwert von 300 €/MWh ermittelt werden. Dieses Extremum trat einmalig zwischen 17:00 - 18:00 Uhr im Jahr auf. Der Minimalpreis von -200 €/MWh stellte sich für vier Stunden ein. Bei der Häufigkeitsverteilung stechen ähnlich wie im Jahr 2009 zwei Preise besonders heraus. Mit 944 Viertelstunden $\hat{=}$ 236 Stunden und 932 Viertelstunden $\hat{=}$ 233 Stunden stellten sich die Handelspreise 50 €/MWh bzw. 45 €/MWh mehr-

heitlich ein. Für das Jahr 2012 werden zwei unterschiedliche Analysen durchgeführt. Hintergrund ist, dass zur existierenden stündlichen Preisbildung Anfang 2012 die viertelstündliche Preisbildung bzw. der Handel von 15-Minuten-Kontrakten eingeführt wurde. Abbildung 42 zeigt die Häufigkeitsverteilung bei stündlicher Preisbildung. Sowohl der maximale Wert von 400 €/MWh als auch der minimale Wert von -320 €/MWh traten in nur einer Stunde auf. In 270 Stunden notierte der Preis bei 40 €/MWh. Auch in diesem Jahr traten die negativen Preise vermehrt in den Nachtstunden auf. Die negativen Preise tagsüber traten am Wochenende in den Quartalen zwei und drei auf.

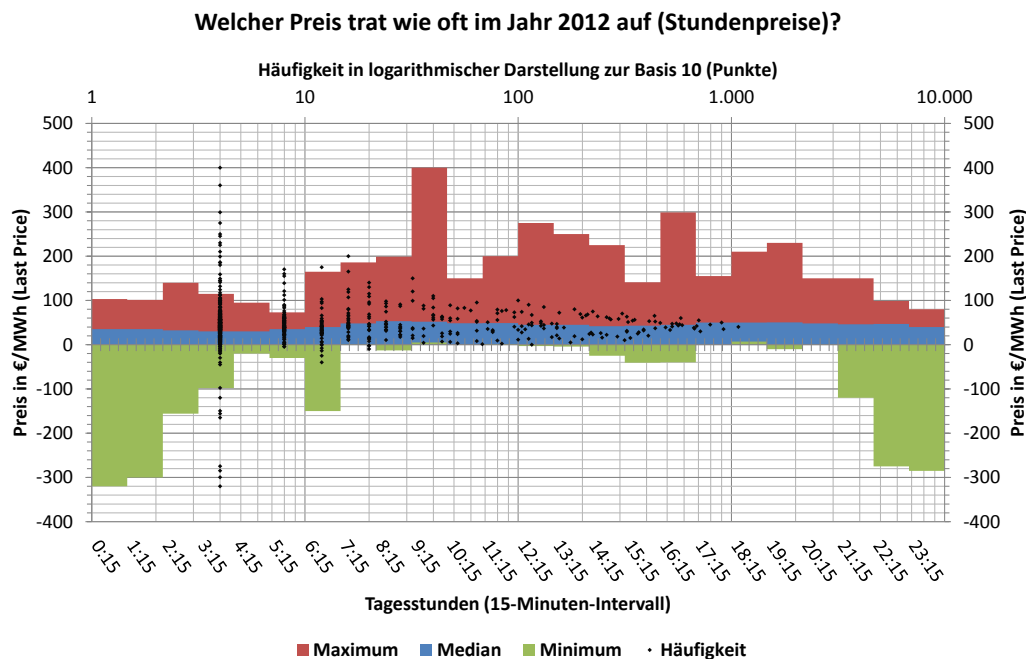


Abbildung 42: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2012 (Stundenpreise)

Der Unterschied zwischen den diskutierten Abbildungen und der folgenden Abbildung 43 liegt in der Betrachtung unterschiedlicher Preisbildungszeiträume. In Abbildung 43 werden die Preise bei viertelstündlicher Preisbildung bzw. für 15-Minuten-Kontrakte dargestellt. Seit Einführung der viertelstündlichen Preisbildung wurde über eine TWh mit 15-Minuten-Kontrakten gehandelt. Dieses entspricht durchschnittlich ca. 10 % des in Deutschland gehandelten *Intraday*-Volumens [85]. Das Minimum von -320 €/MWh trat einmalig in der Zeit von 00:30 - 00:45 Uhr auf. Das Maximum lag in der Viertelstunde von 07:00 - 07:15 Uhr bei 850 €/MWh. Bei der Häufigkeit werden aufgrund der Dichte der am öftesten auftretenden Werte drei Preisnotierungen genannt. Der Preis von 40 €/MWh trat in 1.663, der Preis von 50 €/MWh in 1.662 und der Preis von 30 €/MWh in 1.639 Viertelstunden auf. Werden diese drei Häufigkeiten zusammengefasst und in Relation zu der Anzahl der Viertelstunden im Jahr gesetzt (35.040), so ist zu erkennen, dass gut 14 % dadurch abgedeckt werden können. Auffällig ist, dass aufgrund der Umstellung die Anzahl der unterschiedlichen Preise und somit die Volatilität deutlich zugenommen hat.

Welcher Preis trat wie oft im Jahr 2012 auf (Viertelstundenpreise)?

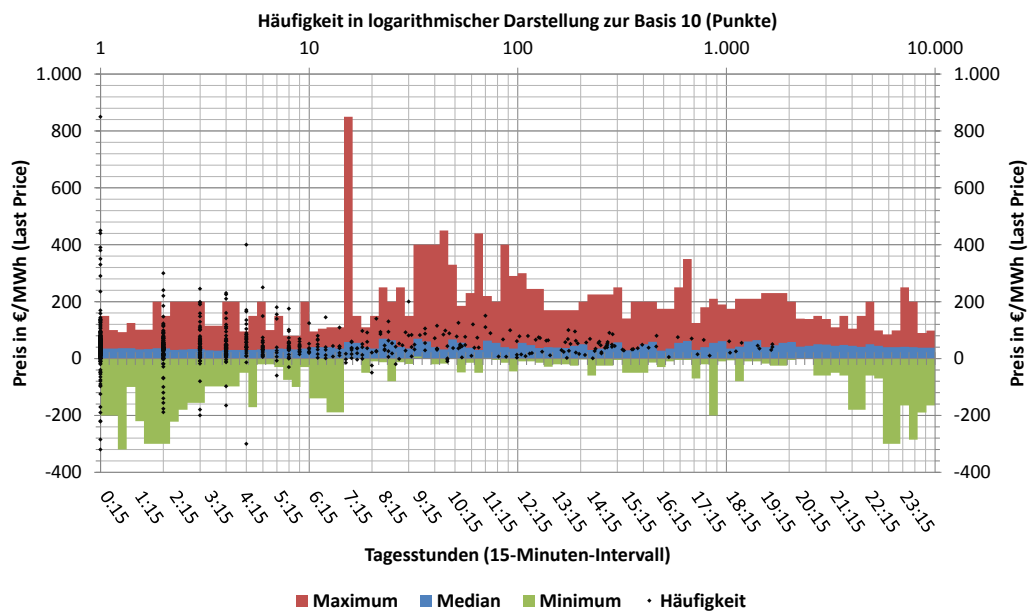


Abbildung 43: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2012 (1/4-Stundenpreise)

Die Tagespreiskurven weisen hinsichtlich ihrer Form über alle Jahre hinweg deutliche Charakteristika auf, die mit der Jahreszeit und dem damit verbundenen unterschiedlichen Nachfrageverhalten in Verbindung zu bringen sind (vgl. Abbildung 44). Aufgrund dieses Zusammenhangs lassen sich die Tagespreiskurven recht gut gruppieren. Die folgende Abbildung 44 illustriert die Form der Tagespreiskurven, quantifiziert aber keine Preisniveaus. Für die Beschreibung der gezeigten Grafik werden die folgenden Begrifflichkeiten definiert: Wird von einem globalen Maximum/Minimum (auch absolutes Maximum/Minimum genannt) gesprochen, ist der höchste/tiefste Wert des illustrierten Graphen gemeint. Wird von einem lokalen Maximum/Minimum gesprochen, ist eine Extremstelle gemeint, die den Funktionswert an einer Stelle beschreibt, in deren Umgebung keine größeren/kleinen Werte vorhanden sind. Für die Monate Januar, Februar, März, Oktober, November und Dezember liegt eine Tagespreiskurve vor, die in Abbildung 44 durch die schwarz gepunktete Linie dargestellt wird. Für die genannten Monate erreicht der Preis in den frühen Morgenstunden sein globales Minimum. Zur Mitte des Arbeitstages erreicht der Preis ein lokales Maximum, fällt dann gegen den frühen Nachmittag auf ein lokales Minimum und erreicht in den Abendstunden sein globales Maximum. Dementsprechend treten die Maxima in den oben genannten Monaten sowohl an Wochentagen als auch am Wochenende immer in den Abendstunden zwischen 18:00 und 19:00 Uhr auf. Bei kalten Temperaturen und unterdurchschnittlichen Windverhältnissen liegt eine sehr ausgeprägte Form der Kurve auf hohem Preisniveau vor. Ist es mild und liegen überdurchschnittliche Windverhältnisse vor, staucht sich die Kurve und pendelt sich auf einem niedrigen Preisniveau ein. Die grün gepunktete Linie repräsentiert die Monate April und September. Sie unterscheidet sich von der gerade diskutierten Kurve hinsichtlich der Ausprägung und der Verteilung der Extremstellen. Das globale Maximum liegt hier in den Morgenstunden, ebenso das globale Minimum. Am Nachmittag fällt das Preisniveau auf ein lokales Minimum ab und erreicht in den Abendstunden ein lokales Maximum. Die rot gepunktete Kurvenform steht für die Monate Mai, Juni, Juli und August. Die Kurve ist lediglich durch zwei

Extremstellen charakterisiert. Das globale Minimum liegt in den frühen Morgenstunden und das globale Maximum liegt zwischen 11:00 und 12:00 Uhr.

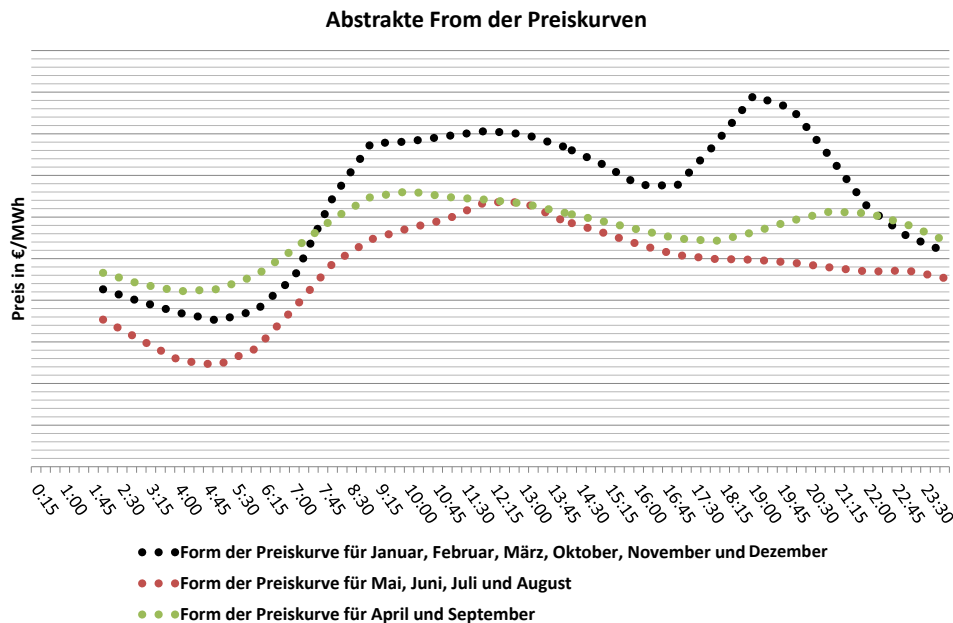


Abbildung 44: Abstrakte Form der Preiskurven an Werktagen

Generell kann festgehalten werden, dass die Preise 2012 deutlich an Volatilität zugelegt haben (vgl. Anhang). Somit wirkt sich erstmals der Ausbau der Erneuerbaren Energien – vorrangig der Ausbau der fluktuierenden Energien wie Wind und Sonne – deutlich auf die Preisvolatilität und das Preisniveau aus. Neben den bereits bestehenden Einflussfaktoren wie der Kraftwerksverfügbarkeit im In- und Ausland (besonders Frankreich), der Nachfrage aus In- und Ausland (z.B. Ferienzeit), der Laufwasserverfügbarkeit, den Brennstoffkosten und den Temperaturen kommen mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) zwei weitere Faktoren hinzu, die das Preisniveau und die Volatilität beeinflussen und in Zukunft stärker beeinflussen werden. Aufgrund dieser Tatsache ist die Nutzung von verschiedenen Prognosesystemen bei der Analyse von Preisdaten und der Durchführung von Handelsgeschäften unabdingbar.

Bei viertelstündlicher Preisbildung treten die identifizierten Muster in dieser Form nicht auf. Die Ergänzung dieser Preisbildung hat nicht nur erheblichen Einfluss auf den täglichen Verlauf der Preise, sondern sorgt für eine erhöhte Volatilität. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass dieser Teilmarkt ein sehr junger Markt mit einem vergleichsweise geringen Handelsvolumen ist. Die zwei genannten Aspekte begründen die gesonderte Betrachtung. Einleitend werden die Preise für die vier Quartale 2012 illustriert. Die folgenden Abbildungen (Abbildung 45 und Abbildung 46) zeigen die IQR, den Median, den Mittelwert und die Standardabweichung über den Tagesverlauf für die Wochentage Montag bis Sonntag für die vier Quartale 2012 auf dem *Intraday*-Markt (Viertelstundenpreise). Auffällig ist, dass die Preise innerhalb einer Stunde am Vormittag und am Nachmittag einem ganz bestimmten Muster unterliegen. Im Zeitfenster von 07:00 - 12:00 Uhr weisen die Preise die Tendenz auf, in der jeweils ersten Viertelstunde am höchsten und in der jeweils letzten Viertelstunde am niedrigsten zu sein. In der Stunde von 12:00 - 13:00 Uhr dreht sich dieses Muster um. Für den Zeitraum

von 13:00 - 20:00 Uhr gilt, dass der Preis der ersten Viertelstunde tendenziell am niedrigsten und in der letzten Viertelstunde einer Stunde am höchsten ist.

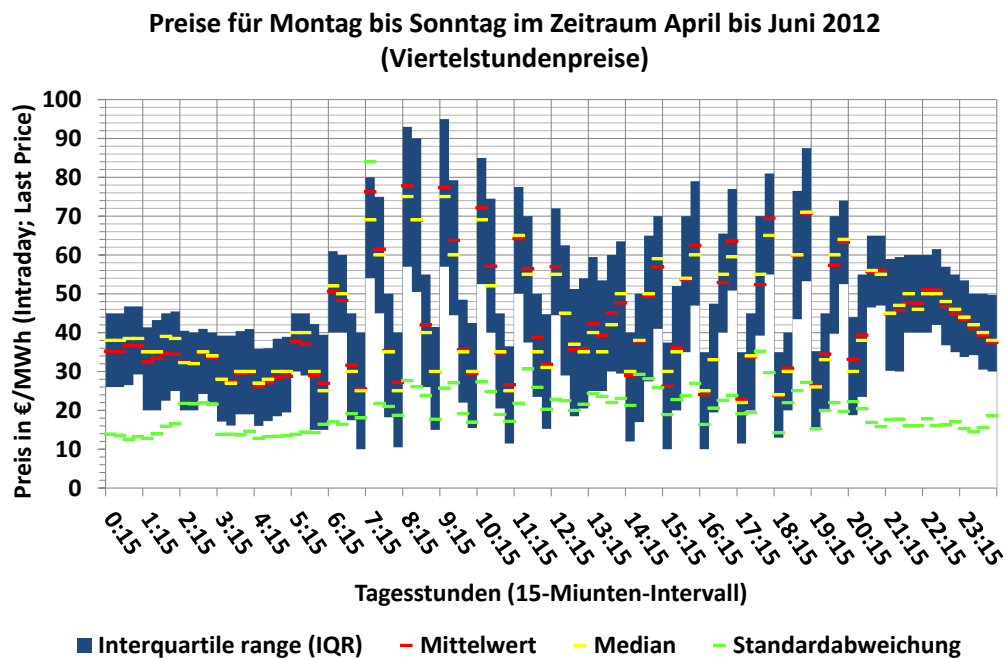
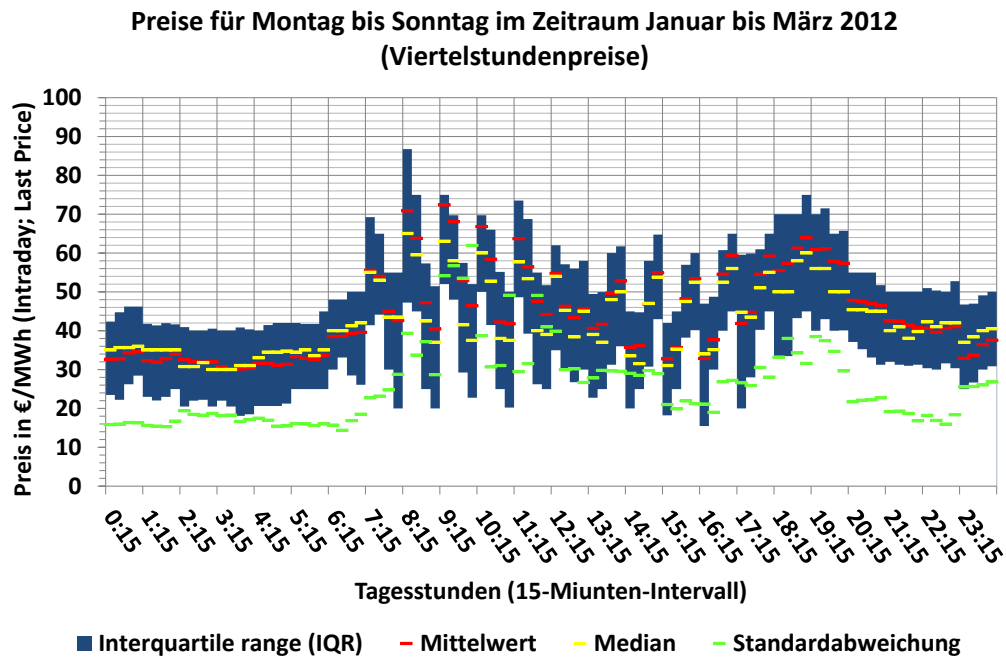
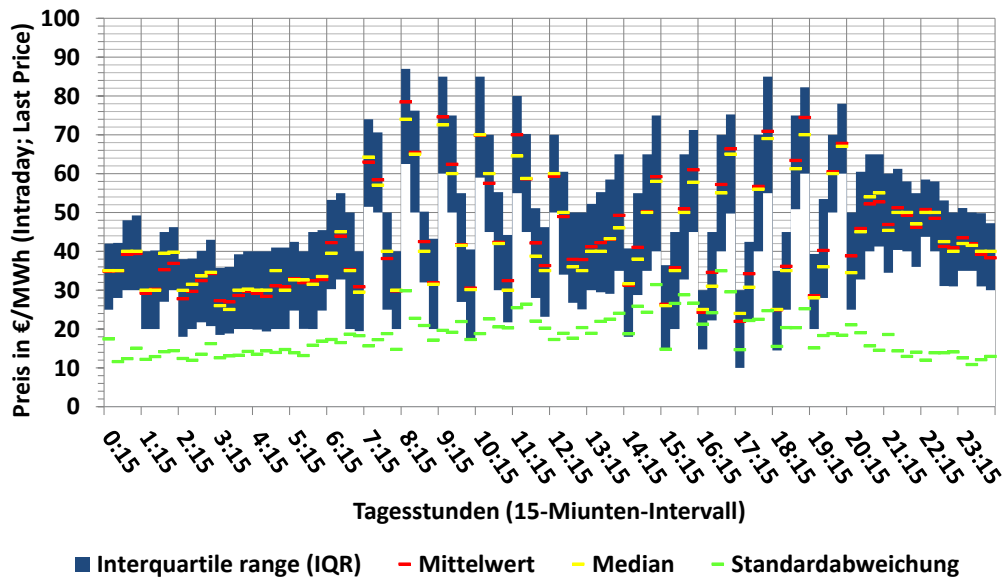


Abbildung 45: Preise für die ersten zwei Quartale in 2012 (Intraday; Last Price; Viertelstundenpreise)

**Preise für Montag bis Sonntag im Zeitraum Juli bis September 2012
(Viertelstundenpreise)**



**Preise für Montag bis Sonntag im Zeitraum Oktober bis Dezember
2012 (Viertelstundenpreise)**

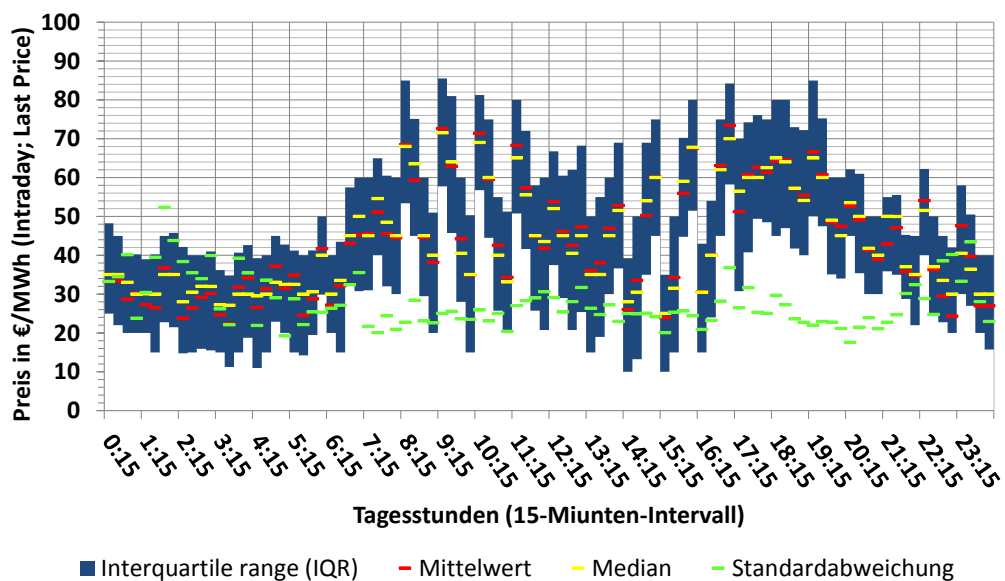


Abbildung 46: Preise für die letzten zwei Quartale in 2012 (Intraday; Last Price; Viertelstundenpreise)

Ein weiter interessanter Aspekt ist, dass das Preisniveau in den Mittagsstunden von 12:00 - 14:00 Uhr in den Monaten der Quartale zwei und drei linear zum Nachmittag hin ansteigt. In den nicht genannten Zeiträumen ist das Erscheinungsbild uneinheitlich bzw. die Preisunterschiede in einer Stunde nicht erwähnenswert. Für die oben genannten Zeiträume existieren zwei Preispaare pro Stunde (Mittelwerte liegen eng bei einander): jeweils ein Preispaar für die ersten beiden und ein Preispaar für die letzten beiden Viertelstunden einer Stunde. In den Sommer-Quartalen nehmen die Abstände der Preispaare zur Mitte des jeweiligen Zeitfensters zu und erreichen dort den maximalen Abstand und

verringern sich bis zum Ende des jeweiligen Zeitfensters wieder.⁴⁹ Aufgrund der Tatsache, dass dieses Phänomen lediglich tagsüber auftritt und die Ausprägungen im Sommer wesentlich deutlicher in Erscheinung treten als im Winter, liegt es nahe, den beschriebenen Effekt mit dem Gradienten der Netzeinspeisung und dem Gradienten der Residuallast⁵⁰ über den Tag hinweg in Zusammenhang zu bringen. Der Gradient des Beobachtungswertes beschreibt die Zu- oder Abnahme im Vergleich zu einem vorherigen Zeitpunkt. Für die Analyse konnte auf die veröffentlichten Daten der vier ÜNB zurückgegriffen werden.

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 47 und Abbildung 48) zeigen die Mittelwerte der Netzeinspeisung und der Residuallast im Tagesverlauf für die vier Quartale 2012 und die jeweiligen Gradienten. Die Netzeinspeisung (s. Abbildung 47; oben) weist keine unbekannten oder abnormalen Charakteristika auf. In den Winter-Quartalen ist die Nachfrage höher als in den Sommer-Quartalen, auch der Nachfrageanstieg zum Abend hin ist in den Winter-Quartalen deutlich höher als in den Sommer-Quartalen. Das absolute Maximum tritt zwischen 18:00 und 19:00 Uhr auf und liegt bei ca. 77 GW. Das Minimum tritt in den frühen Morgenstunden zwischen 05:00 Uhr und 06:00 Uhr auf und stellt sich bei ca. 33 GW ein. Wird der Verlauf der Residuallast betrachtet (s. Abbildung 47; unten), wird deutlich, dass die PV in Quartal zwei und drei erheblichen Einfluss auf den Verlauf der Residuallast hat. Mit nahezu 60 GW Residuallast - geringste Einspeisung von Wind und Sonne und hohe Nachfrage - erreicht der dargestellte Graph im ersten Quartal gegen Abend sein Maximum. Das Minimum mit etwa 30 GW tritt in den Sommer-Quartalen zur Mittagszeit auf.

Diese Beobachtungen sind nicht außergewöhnlich, jedoch für die weitere Analyse grundlegend. Für die Erklärung des oben beschriebenen Preiseffekts sind die dargestellten Gradienten von besonderer Wichtigkeit (s. Abbildung 48). Werden die Gradienten betrachtet und miteinander verglichen, wird deutlich, dass diese gerade in den oben genannten Zeitfenstern deutliche Unterschiede aufweisen. Auffällig ist, dass der Netzeinspeisungsgradient vorwiegend in der ersten und letzten Viertelstunde einer vollen Stunde Peaks aufweist, was auf der Systematik des Fahrplanmanagements und dem im Handel vorwiegend herrschendem Stundenraster beruht. Treppenförmige Fahrplanverläufe sorgen für deutliche Frequenzabweichungen[86]. Die Gradienten der Netzeinspeisung und der Residuallast weisen im Zeitraum von 00:00 - 08:00 Uhr ein vergleichbares Muster mit ähnlicher Ausprägung auf. Der Gradient der Netzeinspeisung ist in Stunde sechs maximal, folglich nimmt in dieser Stunde die Netzeinspeisung im Vergleich zur vorherigen Stunde maximal zu. Zwischen 08:00 und 21:00 Uhr weisen die Gradienten gerade im Quartal zwei und drei des Jahres sehr unterschiedliche Verläufe auf. Durchbricht der Gradient die Nulllinie vom negativen (positiven) in den positiven (negativen) Bereich liegt ein lokales Minimum (Maximum) vor. Von 08:00 - 12:00 Uhr bleibt der Gradient der Netzeinspeisung überwiegend positiv.

⁴⁹ Das vorliegende Muster ist vergleichbar mit einer liegenden Acht (∞).

⁵⁰ Residuallast bezeichnet die nachgefragte Last abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von Wind und Sonne. Folglich handelt es sich um die Last, die von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss.

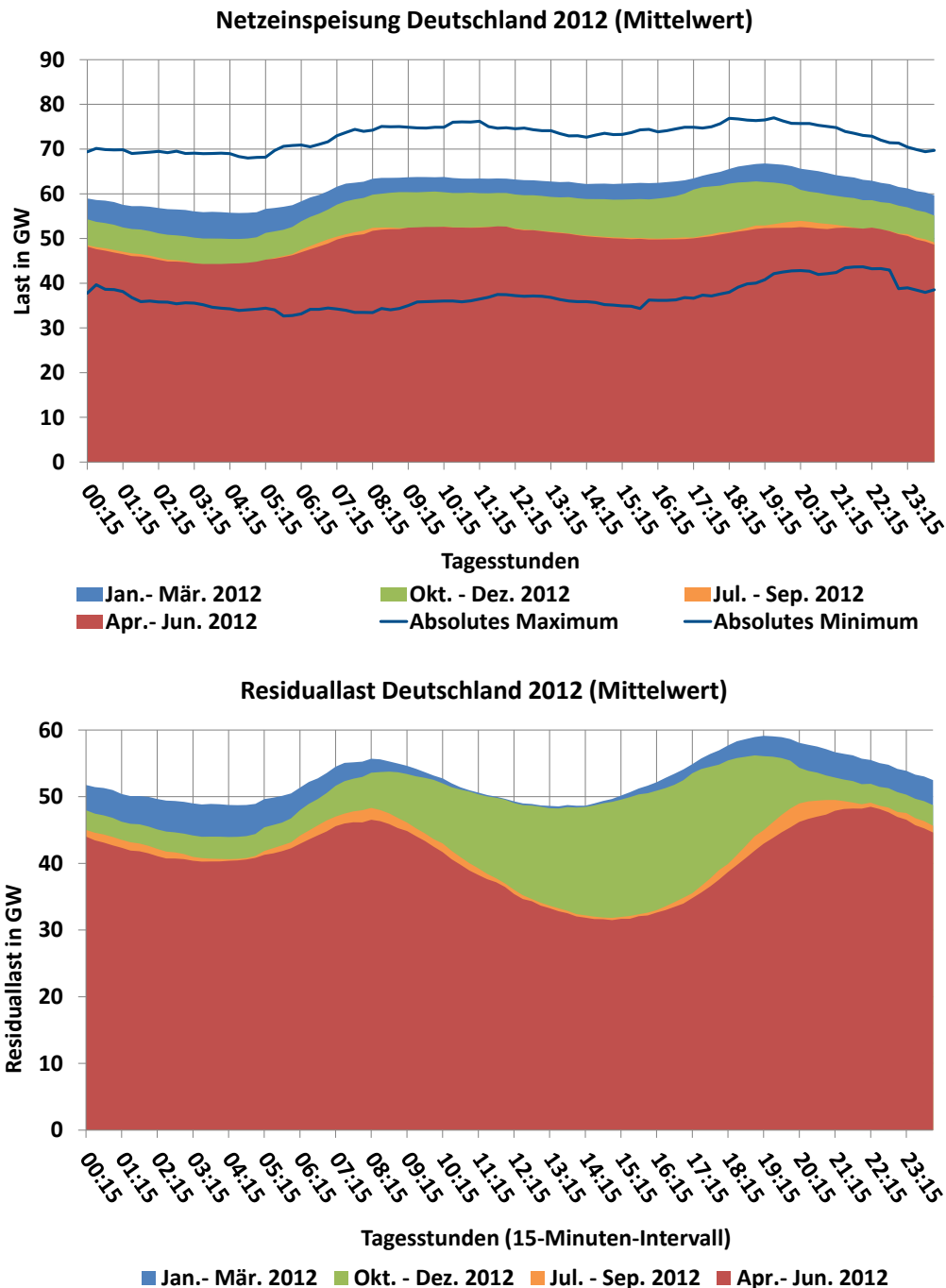


Abbildung 47: Netzeinspeisung und Residuallast in Deutschland 2012 (eigene Darstellung)

Der Gradient der Residuallast weist in diesem Zeitfenster besonders in den Sommer-Quartalen ein deutlich unterschiedliches Bild zum gerade diskutierten Netzeinspeisungsgradienten auf. Der Residuallastgradient nimmt im genannten Zeitfenster deutlich ab und erreicht gegen 10:00 bzw. um 10:00 Uhr sein Minimum (-1.000 MW). Ein negativer Gradient der Residuallast bedeutet, dass eine Zunahme der Einspeisung von Wind und Sonne vorliegt. Das Minimum des Gradienten stellt einen maximalen Anstieg der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dar. Somit gilt für das Zeitfenster am Vormittag: Der Anstieg der Netzeinspeisung kann durch die Zunahme der Einspeisung an Wind und - vorwiegend - Sonne (über-)kompensiert werden, was ein Indiz für das Preismuster am

Vormittag ist. Um 12:00 Uhr durchquert der Netzeinspeisungsgradient die Nulllinie. Die Netzeinspeisung lässt im Zeitfenster von 12:00 - 16:00 Uhr leicht nach bevor sie dann von 16:00 - 20:00 Uhr wieder um durchschnittlich 500 MW pro Viertelstunde zunimmt.

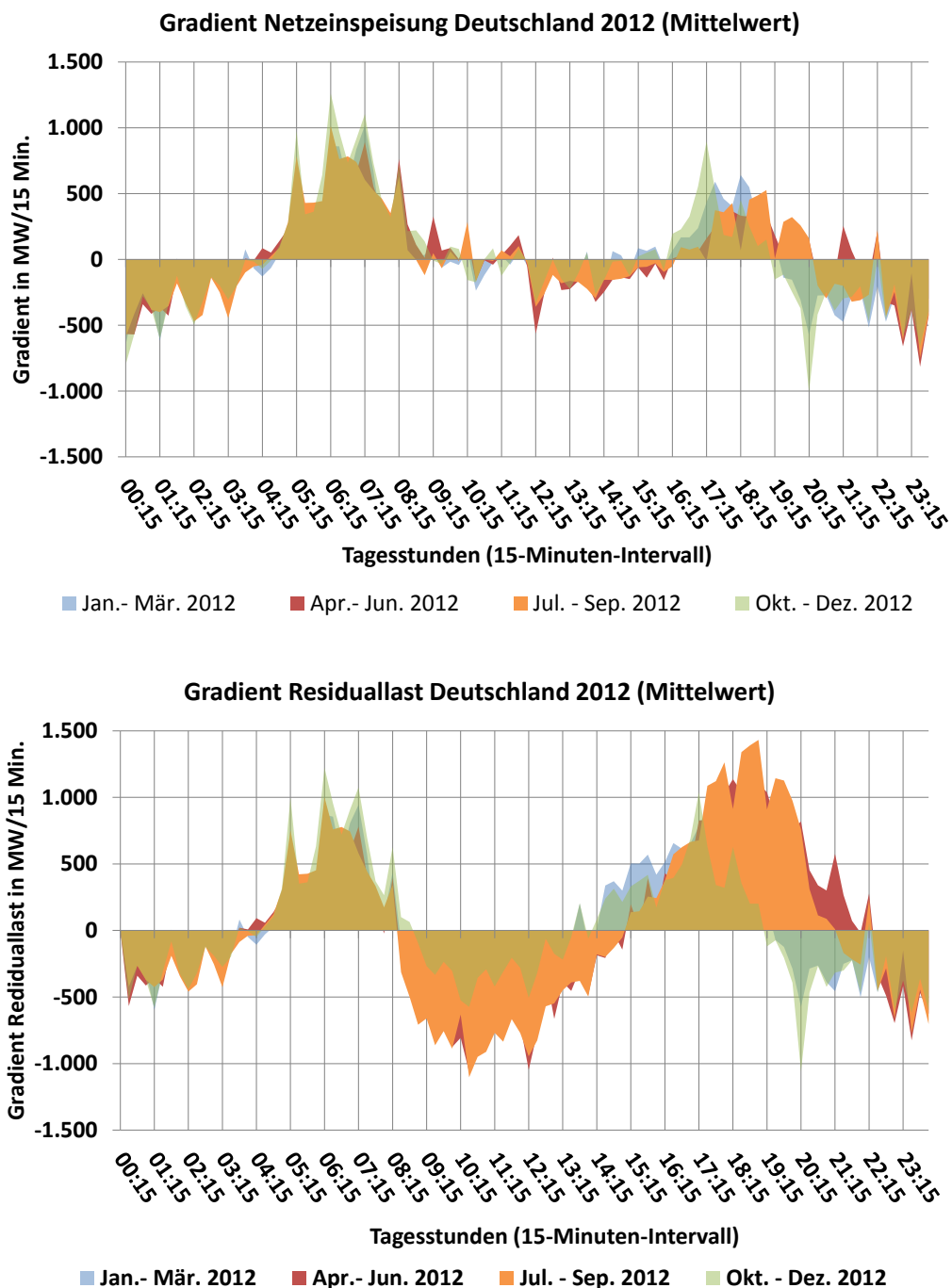


Abbildung 48: Gradient der Netzeinspeisung und der Residuallast in Deutschland 2012 (eigene Darstellung)

Von 12:00 Uhr an nimmt der Gradient der Residuallast ab, bleibt aber bis 15:00 Uhr negativ, was eine weitere, jedoch reduzierte Zunahme der Einspeisung von Erneuerbaren Energien bedeutet. Ab 15:00 Uhr steigt der Gradient der Residuallast bis 18:00 Uhr auf sein Maximum von 1.400 MW an (starke Reduktion der Einspeisung von Erneuerbaren Energien). Somit kann für das Zeitfenster am

Nachmittag/Abend festgehalten werden: Die relativ konstante Netzeinspeisung bzw. der Anstieg der Netzeinspeisung zum Abend hin und die starke Abnahme der Einspeisung an Erneuerbaren Energien (Zunahme der Residuallast) sind stark gegenläufige Trends, die dafür sorgen, dass eine erhöhte Nachfrage an konventionellen und im Hinblick auf die Brennstoffkosten teuren Kraftwerken entsteht. Dies ist ein Indiz für das Preismuster am Nachmittag. Somit kann festgehalten werden, dass die überproportional starke und schwer prognostizierbare Zunahme der Einspeisung von Erneuerbaren Energien - hier vorrangig Sonne - die leichte Zunahme der Netzeinspeisung am Vormittag überkompensiert und somit für sinkende Preise sorgt. Am Nachmittag nimmt die Einspeisung von Erneuerbaren Energien überproportional ab und weist einen gegenläufigen Trend zur Netzeinspeisung auf, so dass die Nachfrage an teuren Kraftwerken steigt, was für einen Preisanstieg am Nachmittag/Abend sorgt.

Neben den diskutierten Aspekten wird im folgenden Absatz auf die Merkmale eingegangen, die indizieren, dass es sich bei dem betrachteten Teilmarkt um einen sehr jungen und - noch - kleinen Markt handelt. Die folgenden Abbildungen zeigen die Anzahl der Null-Preise (vgl. Abbildung 49), die Anzahl der Negativ-Preise (vgl. Abbildung 50) und das Handelsvolumen (vgl. Abbildung 51). Alle drei Aspekte werden sowohl im Jahres- und als auch im Tagesverlauf dargestellt.

Die Anzahl der Null-Preise nimmt über das Jahr 2012 kontinuierlich ab. Insgesamt wurde in 8.489 Viertelstunden ein Preis von null notiert. Dies entspricht auf das gesamte Jahr gesehen gut 24 %. Die hohe Anzahl an Null-Preisen im Januar und Februar ist darauf zurückzuführen, dass zu diesem Zeitpunkt an dem gerade zu Jahresbeginn gestarteten Teilmarkt nur eine geringe bzw. keine Handelsaktivität zu verzeichnen war. Im Januar lag die Quote der Null-Preise bei über 60 %, im Februar bei 47 %. Neben den Null-Preisen ist ebenfalls der Verlauf der Negativ-Preise zu erwähnen. Negativ-Preise bilden sich, wenn die Nachfrage deutlich geringer als das Angebot ist. In einer solchen Situation würde der Bezug von Energie bezahlt werden. In den ersten zwei Monaten des Jahres 2012 sind keine Negativ-Preise notiert worden. Dies ist auf die zum Jahresbeginn durchgeführte Einführung dieses Teilmarktes zurückzuführen. Im Dezember hingegen liegt die Anzahl der Negativ-Preise bei knapp 180. Die getroffenen Aussagen werden dadurch gestützt, dass das Handelsvolumen der ersten beiden Monate des Jahres bei jeweils gerade einmal ca. 100 GW lag, was im Vergleich zu den anderen Monaten sehr gering ist. Im Tagesverlauf treten eine große Anzahl an Null-Preisen in der Nacht bzw. in den Abendstunden auf, was höchstwahrscheinlich auf die Arbeitszeiten der Händler zurückzuführen ist. Eine weitere Feststellung ist, dass die Anzahl der Null-Preise ab 13:00 Uhr bis in die frühen Abendstunden in der ersten Viertelstunde immer am größten ist. In den anderen Zeitfenstern war das Erscheinungsbild uneinheitlich. Bei der Betrachtung des Handelsvolumens im Jahresverlauf ist deutlich zu erkennen, dass das Handelsvolumen von März bis August zunimmt und von September bis zum Jahresende hin wieder abnimmt. Im August wurden 690 GW gehandelt. Eine interessante Feststellung kann bei der Analyse des Handelsvolumens im Tagesverlauf gemacht werden. Die Handelsvolumina sind in den Nacht- bzw. den späten Abendstunden sehr gering. Hier kann ein Zusammenhang zwischen den geringen Handelsvolumina und der hohen Anzahl an Null-Preisen hergestellt werden (keine Handelsaktivität). Ab 06:00 Uhr nimmt das Handelsvolumen bis 09:00 Uhr zu und verringert sich in den Mittagsstunden, bevor es dann bis 17:00 Uhr wieder zu und gegen Abend hin wieder abnimmt. Das Volumen ist am Vormittag tendenziell höher als am Nachmittag. Des Weiteren ist das Handelsvolumen der ersten und letzten Viertelstunde im Vergleich zu dem gehandelten Volumen in der zweiten und dritten Viertelstunde immer deutlich höher, welches auf den oben genannten Aspekt des Fahrplanmanagements zurückzuführen ist.

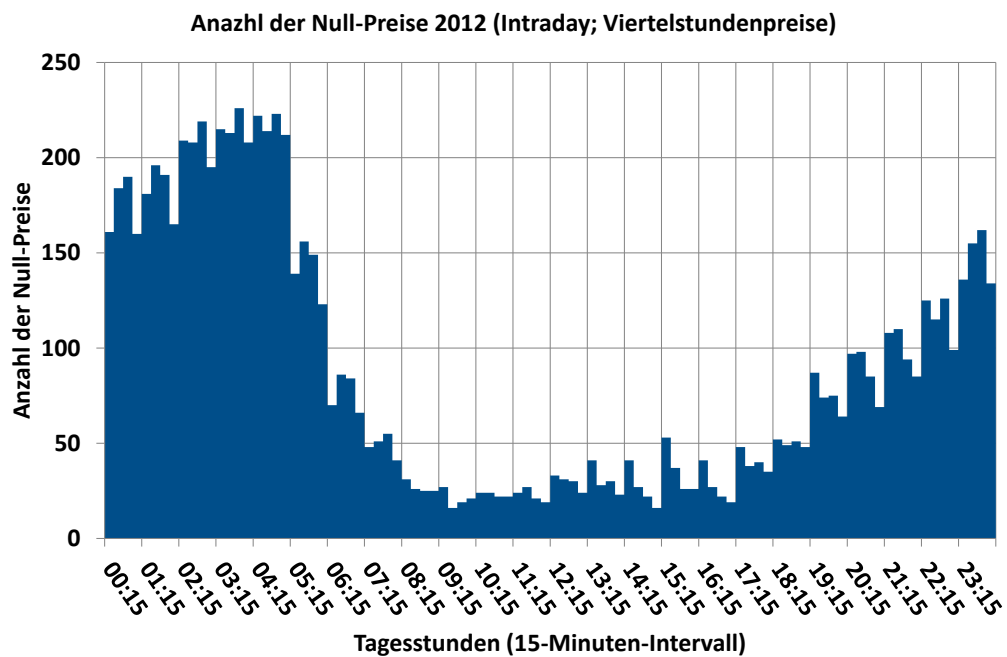
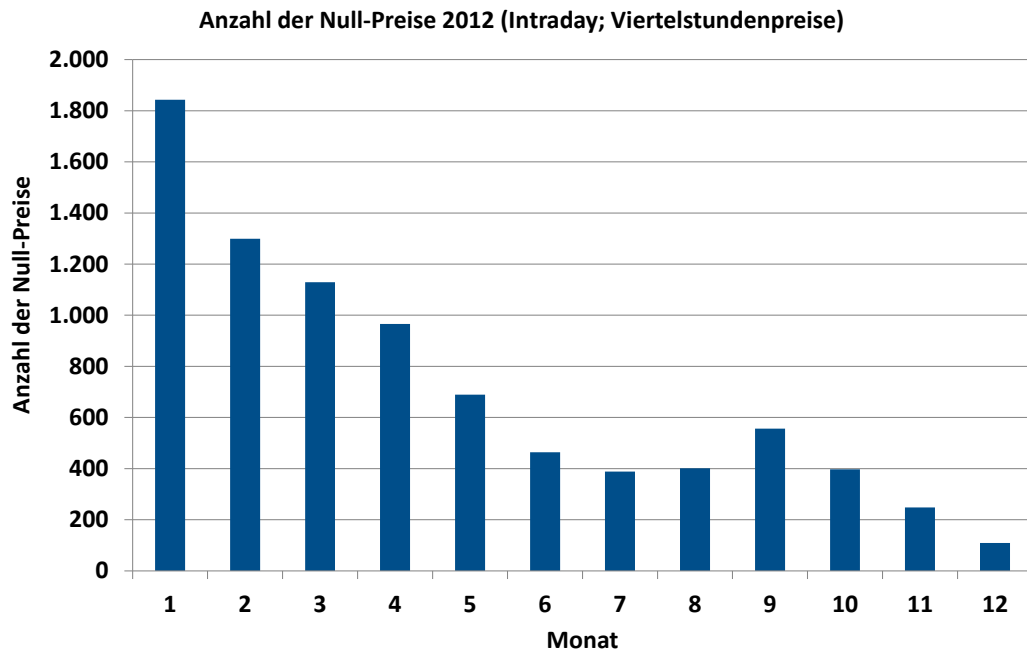


Abbildung 49: Anzahl der Null-Preise (Jahres- und Tagesverlauf)

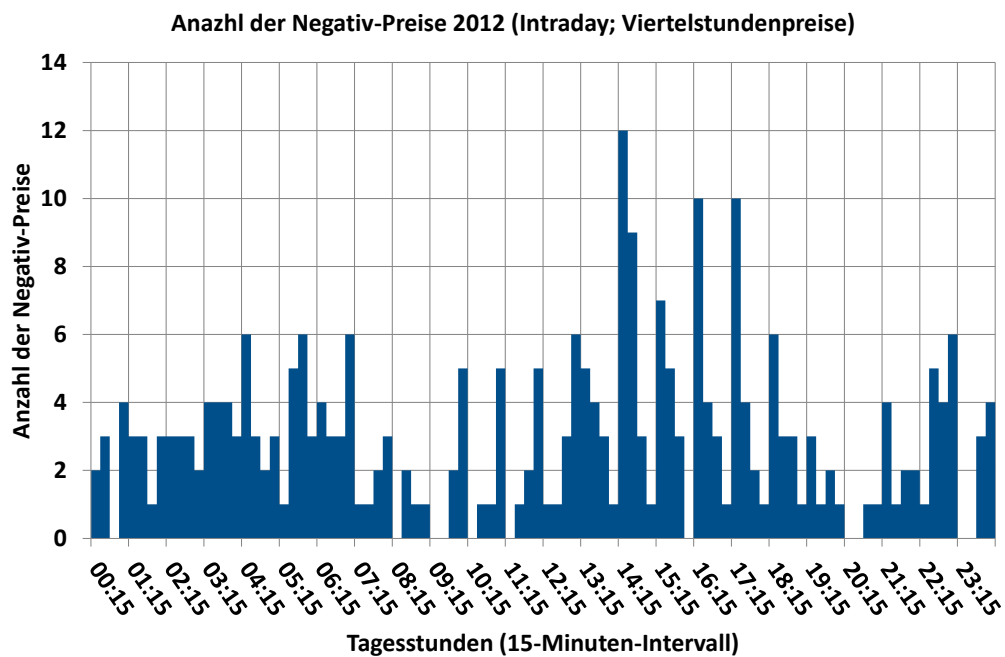
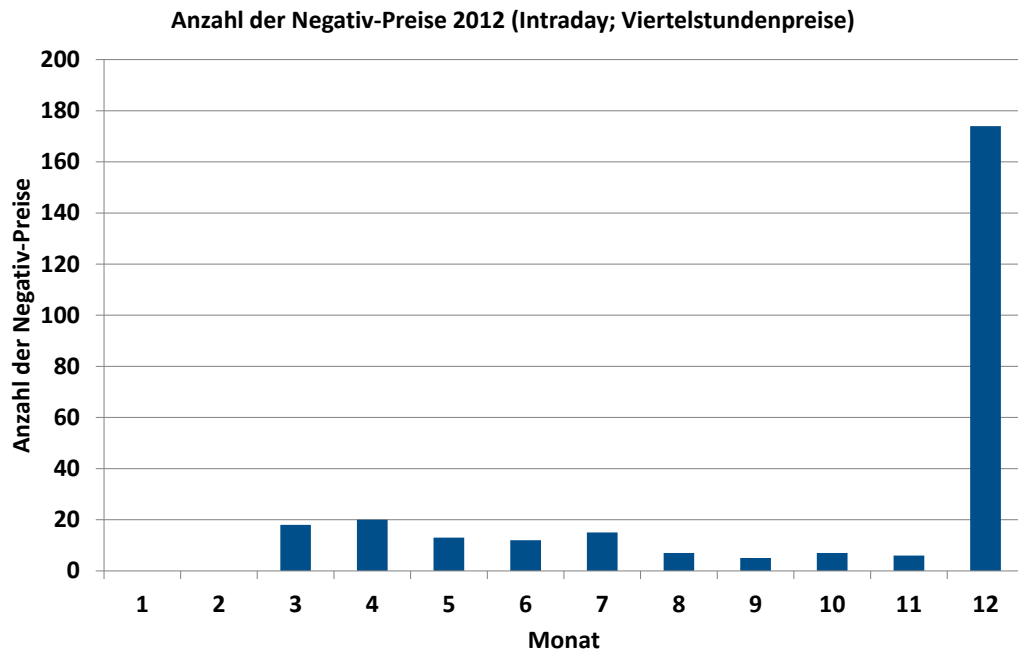


Abbildung 50: Anzahl der Negativ-Preise (Jahres- und Tagesverlauf)

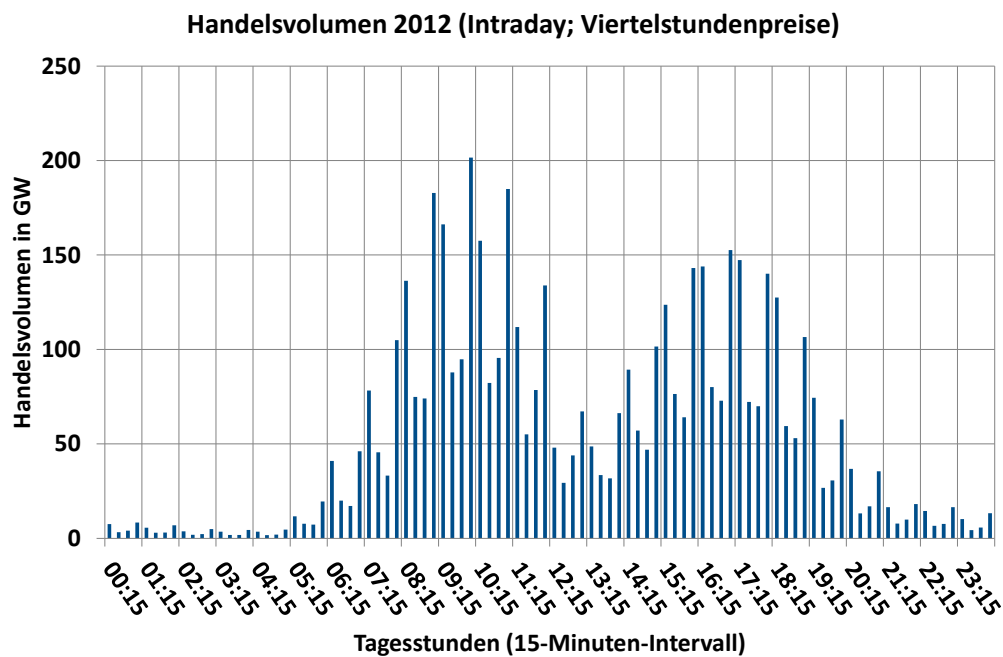
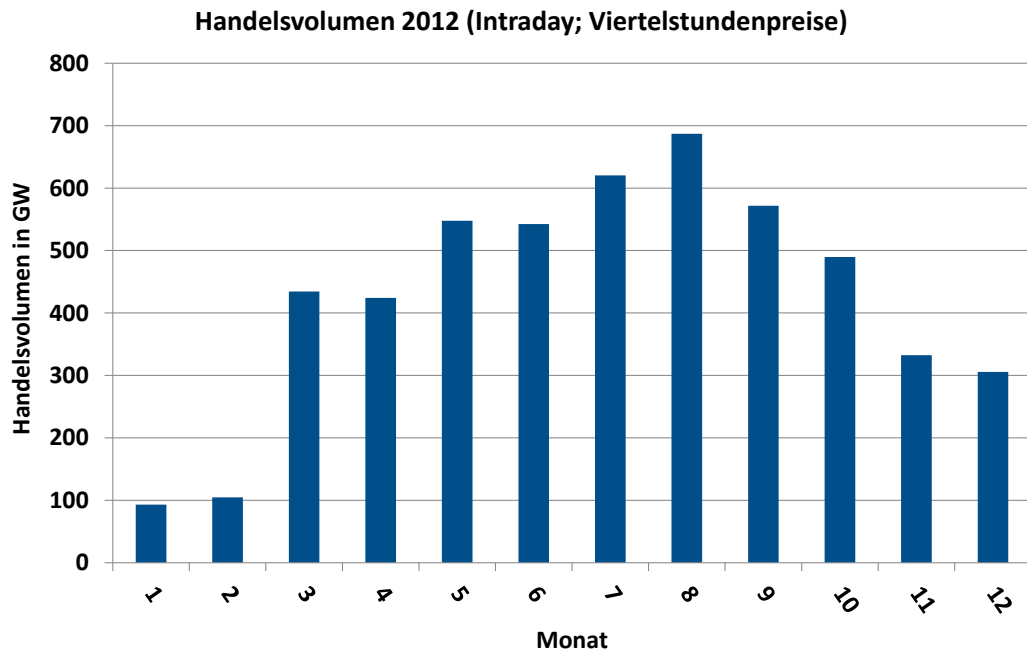


Abbildung 51: Handelsvolumen (Jahres- und Tagesverlauf)

Nachdem die horizontale Analyse aller vier Beobachtungsjahre abgeschlossen ist und explizit auf den Teilmarkt der Viertelstunden-Preisbildung eingegangen wurde, wird im folgenden Absatz abschließend für dieses Teilkapitel die vertikale Analyse durchgeführt (interannualer Vergleich). Hierzu wurden wie zur interannualen Analyse des *Day-Ahead*-Markts die Wetterdaten aus Anhang A.5 herangezogen (vgl. Abbildung 52 und Abbildung 53). Die Preiskurven für Januar weisen für jedes Jahr den typischen Verlauf eines Wintermonats auf. Das Preisniveau im Jahre 2009 war aufgrund der sehr niedrigen Temperaturen und der schlechten Windverhältnissen sehr hoch. Der Median erreichte mit 103,00 €/MWh sein Maximum. Für das Jahr 2012 werden wie bei der horizontalen Analyse zwei

Preiskurven betrachtet. Das niedrige Niveau in diesem Jahr basiert auf den milden Temperaturen und der überdurchschnittlichen Windeinspeisung. Bereits in diesem Monat ist der oben analysierte Trend der viertelstündlichen Preisbildung zu sehen. Das niedrige Preisniveau 2011 und 2012 hängt mit milden Temperaturen und im Jahr 2012 mit der überdurchschnittlichen Windeinspeisung zusammen. Hier wurde das Maximum mit 65,25 €/MWh bzw. 60,25 €/MWh erreicht. Der Januar 2010 war geprägt von sehr niedrigen Temperaturen und guten Windverhältnissen (Maximum: 63,63 €/MWh).

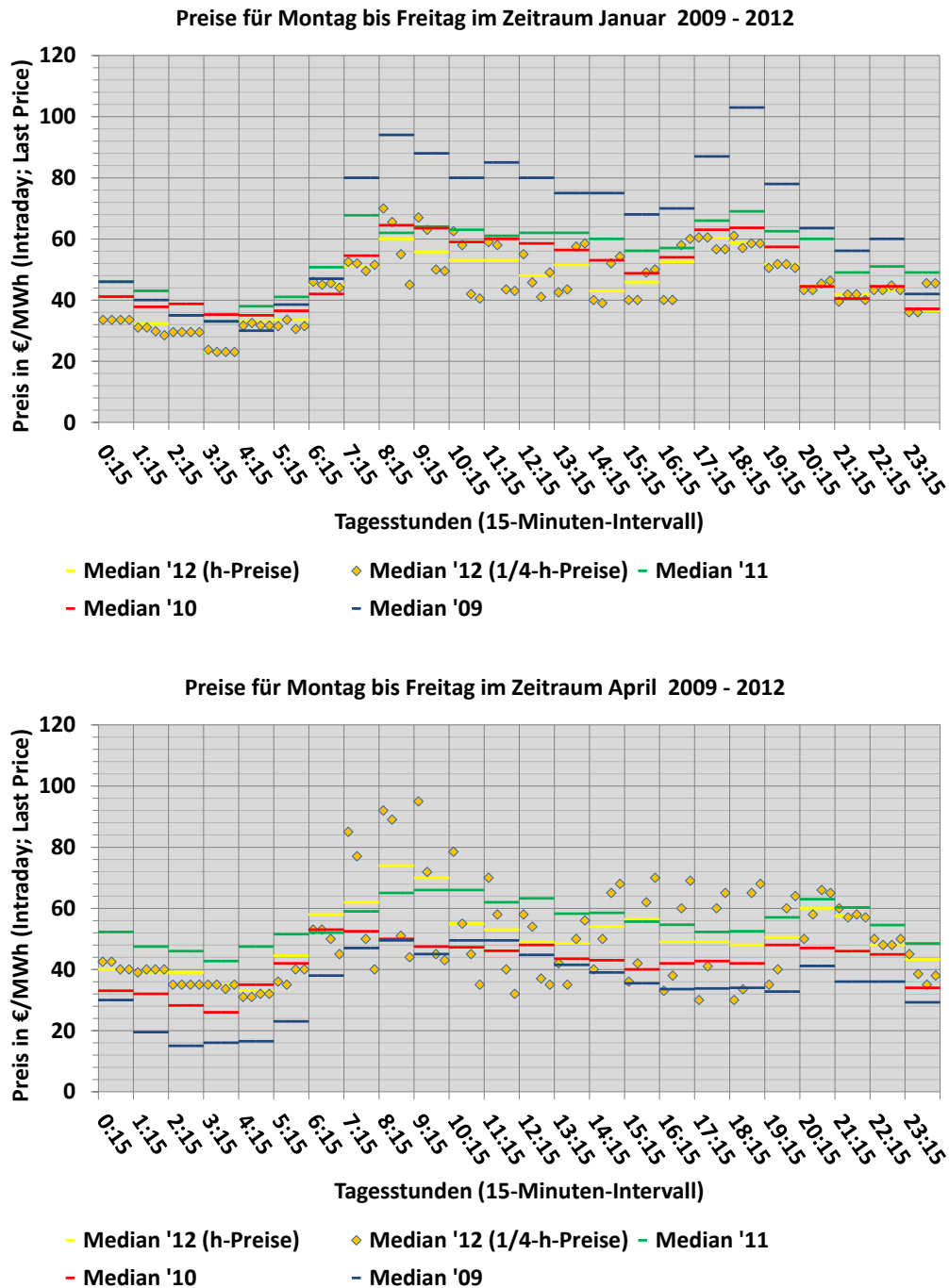


Abbildung 52: Preise (Median) für Januar und April an Werktagen für 2009-2012 (Last Price)

Für den Monat April sortierten sich die Preise in einer anderen Abfolge. Im Vergleich zu den anderen Jahren lag im April im Jahr 2011 das höchste Preisniveau vor und erreichte mit 68,00 €/MWh sein Maximum, was auf die unterdurchschnittlichen Windverhältnisse und die milden Temperaturen zurückzuführen ist. Das Preisniveau im April 2012 war gekennzeichnet durch ein kühles Klima und schwankende Einspeisung von Erneuerbaren Energien. Die im Rahmen der viertelstündlichen Preisbildung ermittelten Preisrampen am Vormittag und Nachmittag treten deutlich in Erscheinung. Das niedrige Preisniveau im April 2009 ist hauptsächlich auf das milde Klima zurückzuführen. Das Preisniveau im Juli 2009 war im Vergleich zu den Jahren 2010, 2011 und 2012 gering.

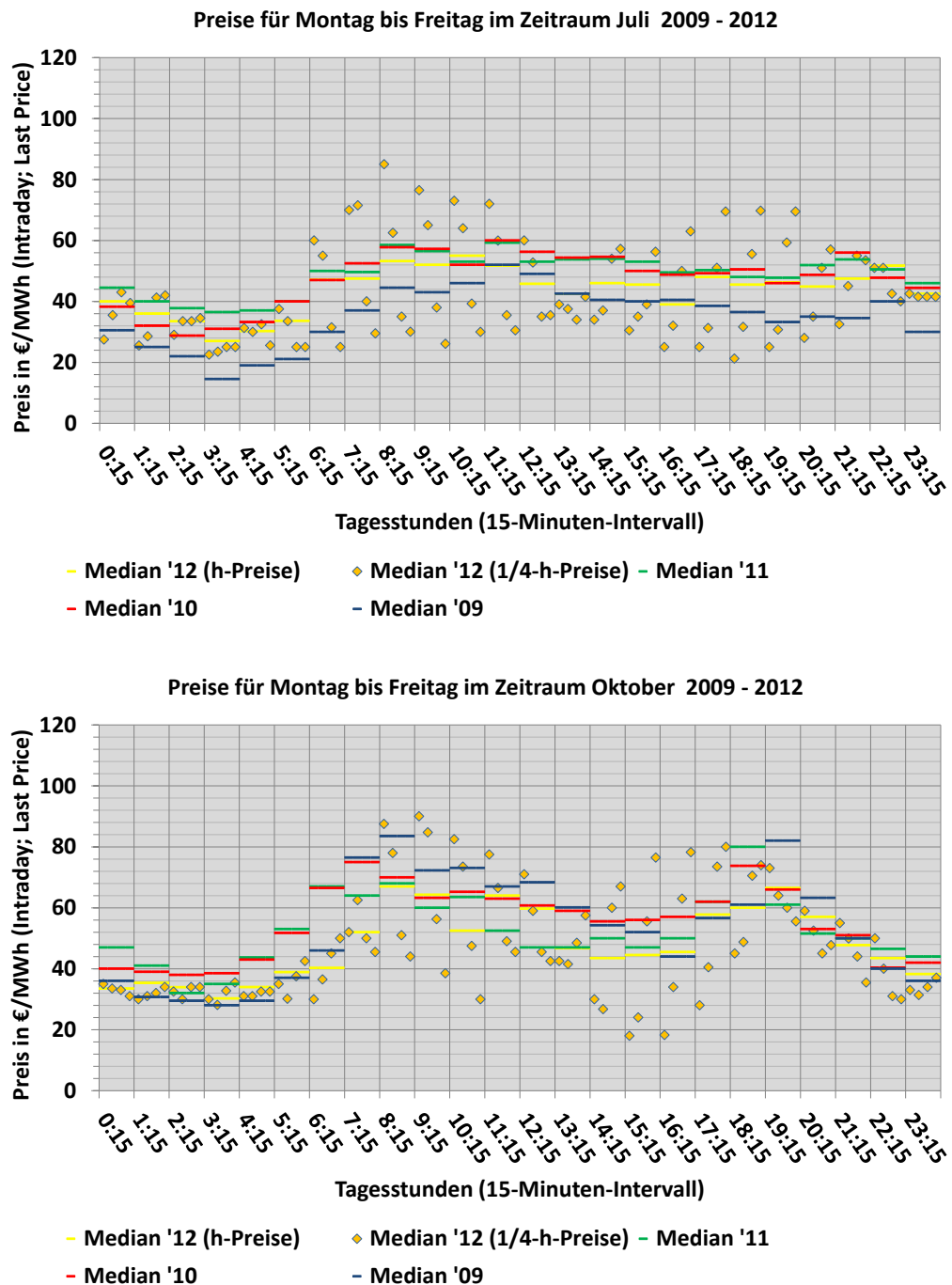


Abbildung 53: Preise (Median) für Juli und Oktober an Werktagen für 2009-2012 (Last Price)

Der Juli 2010 war geprägt von einer geringen Windeinspeisung und sehr hohen Temperaturen, was sich in einem sehr hohen Preisniveau widerspiegelte (Maximum: 60,00 €/MWh). In den Jahren 2011 und 2012 konnten ebenfalls sehr hohe Temperaturen verzeichnet werden. Im Juli 2011 lag eine hohe Windeinspeisung vor. Der Juli 2012 war geprägt von unterdurchschnittlichen Windverhältnissen und den Auswirkungen des PV-Ausbaus. Davon abgesehen ist für Oktober kein eindeutiger Trend im Preisniveau zu erkennen.

Nachdem die Preisanalyse abgeschlossen ist, wird in Kapitel 5.3 auf die aktuelle Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen im Rahmen einer Fallstudie eingegangen. Es wird gezeigt, wie ein Industrieunternehmen von schwankenden Börsenpreisen profitieren kann und durch DSI-Maßnahmen zusätzliche Einsparungen erzielen kann. Grundvoraussetzung ist, dass das Industrieunternehmen seine Energie über die Börse bezieht und durch eine Adaption der Handelsstrategie Optimierungsmöglichkeiten bestehen.

5.3. Aktuelle Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen am Spotmarkt im Rahmen einer Fallstudie

Basierend auf den in Kapitel 3.2 dargestellten Grundlagen zu den Spotmärkten und den Erkenntnissen der in Kapitel 5.2 durchgeführten Preisanalyse wird im folgenden Unterkapitel die Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen unter aktuellen Konditionen betrachtet. Präsent sollte dabei die zukünftige Entwicklung der Energiewirtschaft behalten werden (s. Kapitel 2). Der eingeschlagene Entwicklungspfad wird sich wesentlich auf das Preisniveau und den Preisverlauf an der Börse auswirken. Folglich wird sich auch die Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen verändern, Industrieunternehmen sollten ihre zukünftige Handelsstrategie daran anpassen.

Im Rahmen einer institutsinternen wissenschaftlichen Fallstudie werden als Datengrundlage der Tageslastgang des betrachteten Unternehmens und die in Kapitel 5.2 analysierten Preise der Spotmärkte herangezogen [87]. Die genannten Datensätze umfassen als Zeitraum das Jahr 2010. Eingangs wird evaluiert, welche Einspareffekte in dem Unternehmen erzielt werden können, wenn das Unternehmen an Stelle eines Vollversorgungsvertrags den benötigten Strom über die Börse bezieht (strukturierte Beschaffung). Anschließend wird herausgearbeitet, in welchem Maße der Einspareffekt durch DSI-Maßnahmen verstärkt werden kann.

5.3.1. Lastganganalyse

Abbildung 54 illustriert – exemplarisch für alle Werktage – den Lastgang aller Montage im Jahr 2010 (ausgenommen Feiertage, z.B. Ostermontag und Montage mit Produktionsstillständen) für das betrachtete Unternehmen.

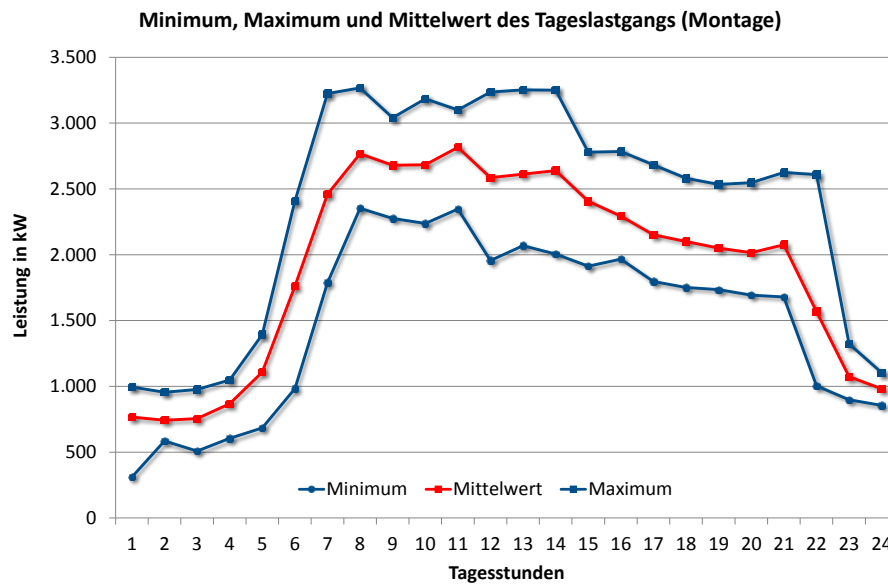


Abbildung 54: Minimum, Maximum und Mittelwert für alle Montage (eigene Darstellung) [87]

In der Darstellung ist ein Lastmuster zu erkennen. Die Wochenenden werden nicht betrachtet. Eine regelmäßige Nachfrage ist Grundvoraussetzung, um den Strom möglichst exakt frühzeitig am Terminmarkt und zeitnah am Spotmarkt beschaffen zu können. Im Rahmen dieser Arbeit sind lediglich die Handelsmengen relevant, die über den *Intraday*-Markt realisiert werden und dementsprechend für kurzfristige DSI-Maßnahmen zur Verfügung stehen.

Als grober Richtwert für die Durchführbarkeit einer Fahrplanlieferung bzw. der Anwendung der strukturierten Beschaffung sollte die Fluktuation der Verbrauchswerte innerhalb eines $\pm 10\%$ -Bandes liegen [88]. Werden nun für den gezeigten Lastgang das 25 %-Quartil und das 75 %-Quartil bzw. das 10 %-Perzentil und das 90 %-Perzentil errechnet, so ist in Abbildung 55 zu sehen, dass 85 % (41 von 48) der Quartilswerte und 35 % (17 von 48) der Perzentilwerte innerhalb des für die Börsenbeschaffung erforderlichen und in der Illustration grün gekennzeichneten $\pm 10\%$ -Genauigkeitsbandes liegen. Lediglich um 6:00 und 22:00 Uhr sind deutliche Abweichungen zu erkennen. Zu den jeweiligen Tageszeiten beginnt die Frühschicht bzw. endet die Spätschicht. Hintergrund der großen Abweichung ist ein nicht exakt terminierter Arbeitsbeginn bzw. ein nicht exakt bestimmtes Arbeitsende.

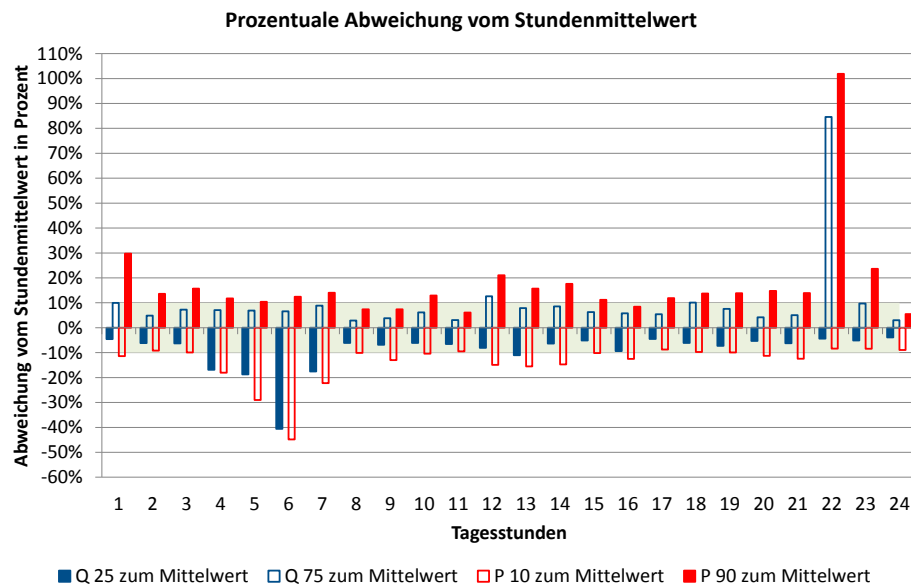


Abbildung 55: Prozentuale Abweichung vom Stundenmittelwert (eigene Darstellung) [87]

Unter dem Gesichtspunkt, dass das Unternehmen bislang die Optimierung des Lastgangs nicht in der Ablauf- und Produktionsplanung berücksichtigt hat, bieten diese Werte eine sehr gute Ausgangsposition für die Börsenbeschaffung und lassen sich ohne Weiteres steigern. Somit wäre das Unternehmen hinsichtlich des oben genannten Aspekts der Prognostizierbarkeit der Nachfrage geeignet, den benötigten Strom an der Börse strukturiert zu beschaffen. Allerdings sind für die Teilnahme am Stromhandel Mindesthandelsmengen erforderlich. Daher wird für die weitere Fallstudienbearbeitung ein Unternehmenspool betrachtet. Es erfolgt eine Hochskalierung der oben genannten Leistungswerte mit dem Faktor vier, so dass die Teilnahme am Stromhandel möglich ist.

5.3.2. Strukturierte Beschaffung und Lastverschiebungspotenziale gepoolter Unternehmen

Das erarbeitete Konzept für die strukturierte Beschaffung des betrachteten Unternehmenspools wird in Abbildung 56 dargestellt. Neben dem Lastgang und den Ausgleichsenergiemengen werden die Einkaufsmengen und Zeitfenster für die einzelnen Produkte illustriert. Wie bereits erwähnt stehen für die Umsetzung von DSI-Maßnahmen lediglich die Einkaufsmengen vom *Intraday*-Markt im Fokus. Der Vollständigkeit halber werden im folgenden Absatz die Gesamtkosten des Vollversorgungsvertrags und die Gesamtkosten der strukturierten Beschaffung gegenübergestellt. Für die Beschaffung am Terminmarkt wurde im Rahmen dieser Fallstudie ein Bezug von Tranchen mit *Phelix-Quartal-Base-Futures* gewählt. Die Beschaffung für jedes Quartal muss mit zwei Quartalen Vorlauf erfolgen. Das bedeutet, dass die Beschaffung für Q1 2010 in Q3 2009 erfolgen muss usw. Durchschnittlich lag der Preis bei 45,96 €/MWh. Bei einer Lieferung von 8.760 MWh beliefen sich die Gesamtkosten der Beschaffung am Terminmarkt auf 403 Tsd. €.

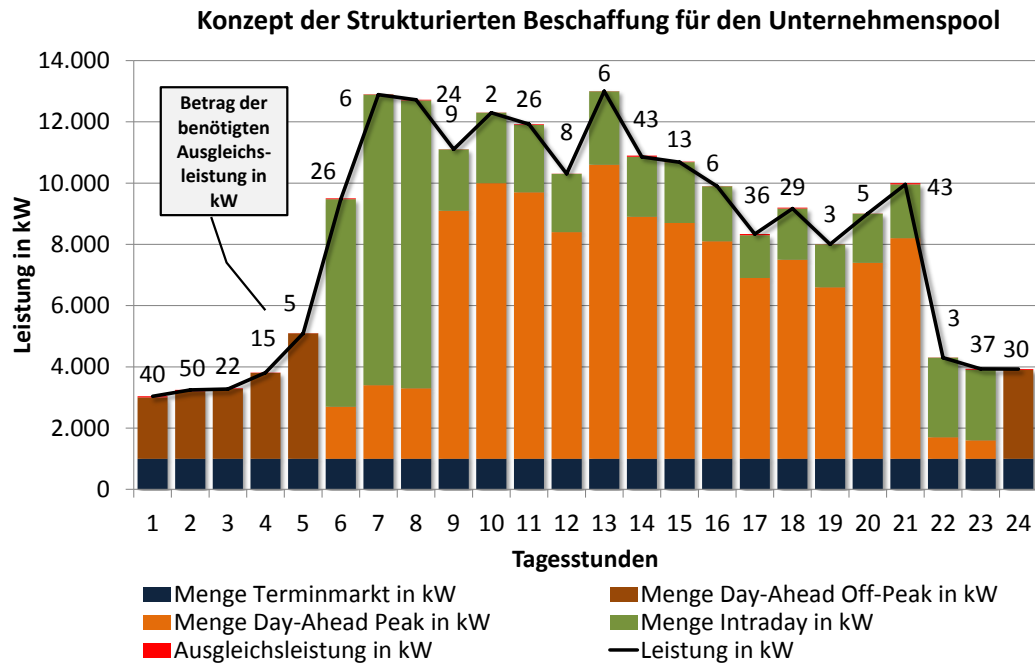


Abbildung 56: Konzept der strukturierten Beschaffung für den Unternehmenspool (eigene Darstellung) [87]

Die Beschaffung am *Day-Ahead*-Markt muss feingranularer erfolgen. Zum einen wird zwischen zwei unternehmensinternen Zeitfenstern unterschieden. Das *Off-Peak*-Zeitfenster repräsentiert den Zeitraum in dem keine Produktion, und das *Peak*-Zeitfenster den in dem die Produktion vollständig oder auch nur teilweise läuft. Zum anderen werden auf dem *Day-Ahead*-Markt lediglich Einzelstunden eingekauft, um eine höhere Flexibilität zu erreichen, was jedoch mit leicht erhöhten Kosten zu vereinbaren ist. Die Gesamtkosten für die Beschaffung über den *Day-Ahead*-Markt summieren sich bei einem Einkaufsvolumen im *Off-Peak*-Bereich von 5.878,7 MWh und im *Peak*-Bereich von 23.840,7 MWh auf insgesamt 1,5 Mio. €. Dieser Betrag setzt sich aus den Kosten für den Bezug im *Off-Peak*-Fenster (203 Tsd. €) und den Kosten für den Bezug im *Peak*-Fenster (1,3 Mio. €) zusammen. Der durchschnittliche Preis lag für das *Off-Peak*-Fenster bei 34,48 €/MWh und für das *Peak*-Fenster bei 54,18 €/MWh. Die Kosten für die Beschaffung über den Intraday-Markt belaufen sich auf insgesamt 677 Tsd. € bei einem Volumen von 13.310,4 MWh (Ø-Preis: 50,89 €/MWh). Somit betragen die Gesamtkosten (netto) für die strukturierte Strombeschaffung 2,6 Mio. €. Werden nun die die Ausgleichsenergiekosten, alle Abgaben, Steuern und Umlagen addiert ergibt sich eine Summe von 4.8 Mio. € (brutto).^{51,52} Ferner müssen die Entgelte für den Börsenhandel berücksichtigt werden (vgl. Tabelle 11). Diese belaufen sich auf 302 Tsd. € (brutto). Somit entstehen für die strukturierte Beschaffung Gesamtkosten von knapp 5,1 € Mio. Werden die Gesamtkosten des Vollversorgungsvertrags in diesem Zeitraum für den Unternehmenspool in Höhe von 7,1 Mio. € gegenübergestellt, können durch die Umstellung auf Strukturierte Beschaffung bei perfekter Vorhersagegenauigkeit Einsparungen in Höhe von 1,99 Mio. € erzielt werden.

⁵¹ Netzentgelt: 487.271,22 €; Stromsteuer: 636.992,40 €; KWK-Umlage an ÜNB: 25.974,00 €; Konzessionsabgabe: 56.966,80 €; EEG-Umlage: 1.060.100,36 €; (vgl. Bundesnetzagentur, 2010: Monitoringbericht (2010)).

⁵² Aufgrund von perfekter Prognosegenauigkeit sind die Ausgleichsenergiekosten vernachlässigbar.

Tabelle 11: Kostenblöcke Teilnahme Stromhandel (Termin- und Spotmarkt)

Kostenblöcke Teilnahme Stromhandel (Termin- und Spotmarkt)		
Beitrittsgebühren (einmalig)		25.000,00 €
Jährliche Kosten		
	Technisches Entgelt (Clearing; Premium)	57.600,00 €
	Technisches Entgelt (Handel)	8.000,00 €
	Jahresgebühren	10.000,00 €
	Gehalt Stromhändler (inkl. Sozialabgaben)	150.000,00 €
Handelsabhängige Kosten		
Terminmarkt	Clearing (0,005€/MWh)	43,80 €
	Handel (0,0075€/MWh)	65,70 €
	Lieferung (0,01 €/MWh)	87,60 €
Spotmarkt	Clearing Day-Ahead & Intraday (0,01 €/MWh)	430,30 €
	Handel Day-Ahead (0,04 €/MWh)	1.188,78 €
	Handel Intraday (0,11 €/MWh)	1.464,14 €
Gesamtkosten Teilnahme Stromhandel (Termin- und Spotmarkt)		
	Gesamt (netto)	253.880,32 €
	Umsatzsteuer 19 %	48.237,26 €
	Gesamt (brutto)	302.117,58 €

Nachdem die Einsparpotenziale der strukturierten Beschaffung dargelegt worden sind, wird im Folgenden die Verstärkung dieses Einspareffekts durch die Anwendung von DSI-Maßnahmen evaluiert. Aktuell achten Unternehmen bei ihrem Bezug auf eine möglichst gleichmäßige Auslastung und versuchen, aufgrund des Abrechnungsmechanismus Bezugsspitzen zu vermeiden. Die Abrechnung erfolgt mit einem Leistungs- und Arbeitspreis.

Exkurs: Der Leistungspreis (in €/MW) berechnet sich aus dem (monatlichen) jährlichen Maximalwert der bezogenen Leistung.⁵³ Wenn also bspw. ein Unternehmen über (den Monat) das Jahr hinweg 10 MW bezieht und an einem Tag in einer Viertelstunde eine Leistungsspitze von 12 MW hat, werden dem Unternehmen diese 12 MW in Rechnung gestellt, obwohl es über (den Monat) das Jahr nur maximal 10 MW bezogen hat. Der Arbeitspreis (in €/MWh) berechnet sich aus der bezogenen Arbeit. Dieses Abrechnungssystem ist für das Thema der Nachfrageflexibilisierung kontraproduktiv, da ein erhöhter Leistungsbezug durch einen erhöhten Leistungspreis bezahlt werden muss und somit zu erhöhten Kosten führt. Um das Thema der Nachfrageflexibilisierung nachhaltig zu fördern und zu ermöglichen, muss dieses Abrechnungssystem adaptiert werden.

In dem betrachteten Pool von Industrieunternehmen sind DSI-Potenziale vorhanden und können realisiert werden. Die Möglichkeit einer flexiblen Beschaffung (dynamische Tarifierung) und einer flexiblen Nutzung von Strom ist essentiell wichtig, um die Anwendung von DSI-Maßnahmen überhaupt sinnvoll gestalten zu können. Es existieren die drei in Kapitel 3.1 dargestellten Möglichkeiten der DSI-Maßnahmen. Es werden nun Lastabwurf (kein Nachholbedarf), Lastreduktion und Lasterhö-

⁵³ Die Abrechnung kann monatlich oder jährlich erfolgen.

hung (mit Nachholbedarf) betrachtet. Des Weiteren wird von organisatorisch schaltbaren Lasten (vgl. Kapitel 4.1.1) ausgegangen, da im weiteren Verlauf der Arbeit der Fokus auf einem voll automatisierten Prozess liegt.

Im Folgenden werden vier unterschiedliche Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich des Umfangs der Umsetzung von DSI-Maßnahmen unterscheiden. In Szenario *eins* wird von einer 2 %-igen, in Szenario *zwei* von einer 5 %-igen, in Szenario *drei* von einer 10 %-igen und in Szenario *vier* von einer 20 %-igen Umsetzung von DSI-Maßnahmen in Bezug auf die durchschnittlich nachgefragte Leistung im Zeitfenster von 06:00 – 24:00 Uhr an Wochentagen ausgegangen. Die durchschnittliche Leistung beträgt in diesem betrachteten Zeitfenster 8.049,19 kW. Somit liegen die absoluten DSI-Potenziale der einzelnen Szenarien bei 161 kW (2 %), 402 kW (5 %), 805 kW (10 %) und 1.610 kW (20 %). Für die Umsetzung von DSI-Maßnahmen wird lediglich das Zeitfenster zwischen 06:00 und 24:00 Uhr betrachtet, da an den betrachteten Märkten die Preise zu den Nachtstunden immer niedriger sind als am Tag, so dass bei einer Betrachtung der Nachtstunden immer eine Verschiebung in diese erfolgen würde, was aber nicht Hintergrund der Betrachtung ist.

Im Rahmen der betreuten Arbeit wurde basierend auf der Prognose von Wind und der Lastvorhersage für Deutschland ein Preisschätzer entwickelt. Die betrachteten Stunden werden nach Höhe der geschätzten Preise sortiert. Es werden drei Kategorien gebildet. Preise, die mehr als 10 % über dem Monatsmittel liegen, werden als *Hochpreisstunden* (HP) charakterisiert. Stunden bei denen der Preis mehr als 10 % unter dem Monatsmittel liegt, werden als *Tiefpreisstunden* (TP) kategorisiert, alle anderen Stunden als *Normalpreisstunden* (normal) [87]. Ziel dieser Optimierung ist es, möglichst viel Leistung von den Hochpreisstunden in Tiefpreisstunden zu verschieben. Ist die Anzahl der Hoch- und Tiefpreisstunden nicht identisch, ist es erlaubt, Leistung aus Hochpreisstunden auch in Normalpreisstunden zu verschieben. Für den betrachteten Beispieltag (03.12.2010) liegen vier Verschiebungspaare vor. Werden die Erkenntnisse hinsichtlich der Einzelstunden herangezogen lässt sich erkennen, dass gerade in den Stunden zwischen 17:00 und 19:00 Uhr die Last reduziert wird, da die Preise im Winter dort am höchsten sind. Abbildung 57 zeigt das Konzept der strukturierten Beschaffung für den ursprünglichen Lastgang des genannten Beispieltags und stellt diesen dem optimierten Lastgang gegenüber.

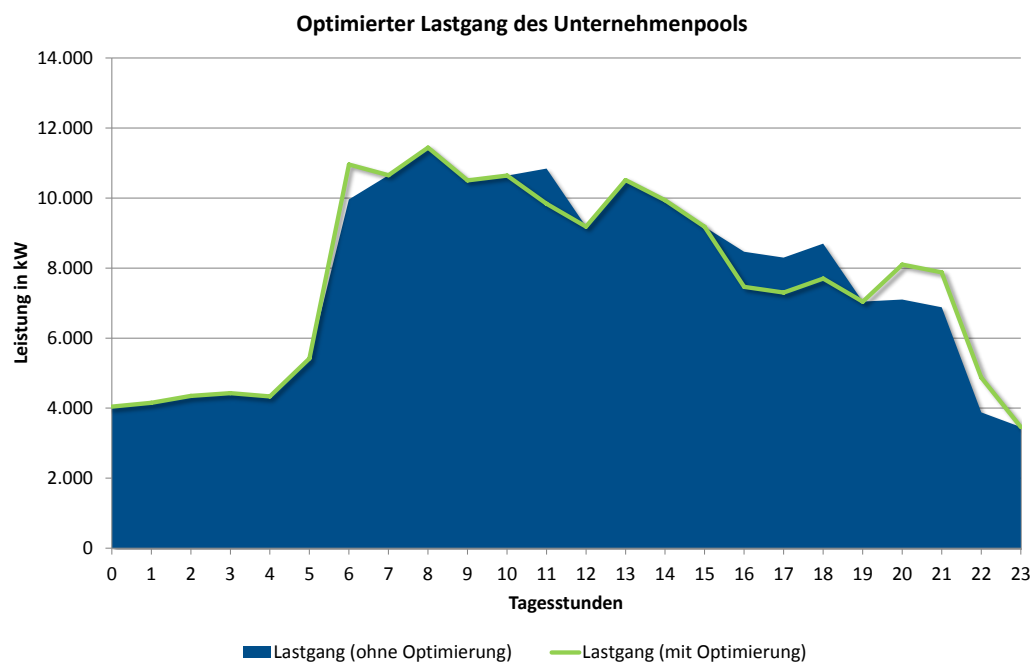
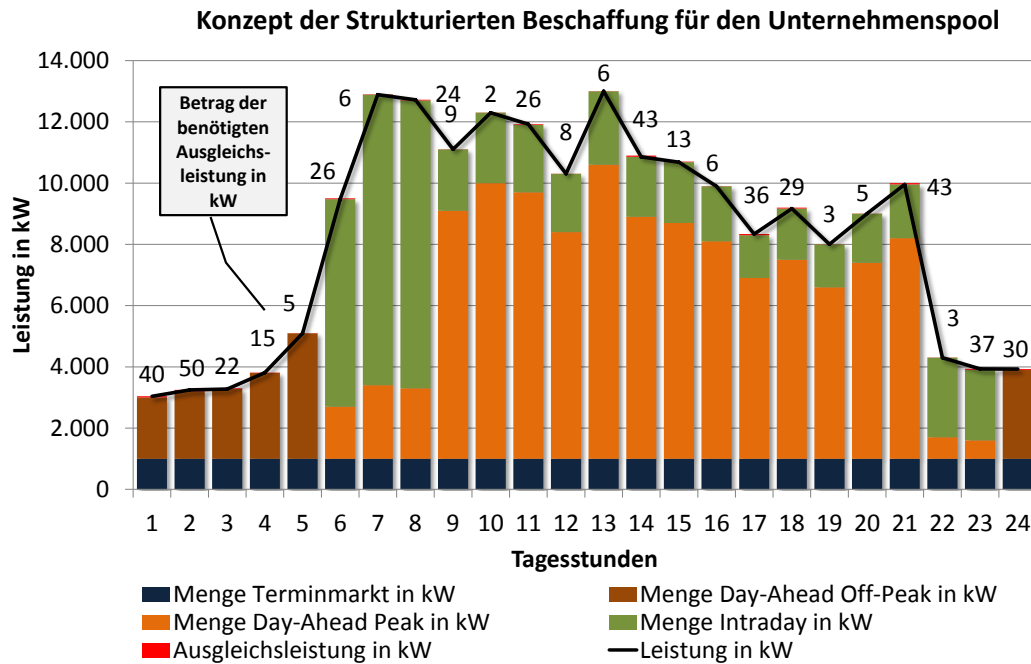


Abbildung 57: Vergleich des ursprünglichen und des optimierten Lastgangs des Pools (eigene Darstellung) [87]

Tabelle 12 zeigt die sortierten Tagesstunden und die vier Lastverschiebungspaare für den genannten Beispieltag. Das „+“ symbolisiert eine Lasterhöhung, das „-“ eine Lastreduktion. Ergänzend wird zur Orientierung der realisierte Preis der Einzelstunden dargestellt. Dieser wäre in der Realität nicht bekannt. Die günstigste Stunde ist die 7. Stunde des Tages und die teuerste die 18. Stunde.

Tabelle 12: Sortierte Tagestunden und Lastverschiebungspaare eines Beispieltages (eigene Darstellung) [87]

Tages- stunde	Preis- schätzer in €/MWh	Preis in €/MWh	Preis- kategorie	Last- verschiebung
7	63,08	59,02	Normal	+
23	55,03	55,03	Normal	+
22	55,07	55,07	Normal	+
21	66,18	66,18	Normal	+
8	73,17	90,19	HP	
15	74,23	73,14	HP	
14	74,86	78,00	HP	
16	74,90	69,96	HP	
20	75,50	72,89	HP	
10	75,79	96,62	HP	
9	75,80	98,71	HP	
11	76,16	96,99	HP	
13	76,17	85,09	HP	
12	76,64	93,33	HP	-
17	78,68	75,08	HP	-
19	80,51	85,68	HP	-
18	82,22	103,66	HP	-

Für das gesamte Jahr können folgende Einsparungen in den oben genannten Szenarien erzielt werden (s. Tabelle 13). Es wird deutlich, dass im 2 %- und 5 %-Szenario die Einsparungen mit 1.672,54 € und 4.324,36 € eher gering sind. Ab dem 10 %-Szenario wirken sich die DSI-Maßnahmen mit 8.645,52 € und 12.982,49 € (20 %-Szenario) deutlicher aus.

Tabelle 13: Ergebnisse der Szenarioanalyse Lastverschiebungspotenziale (eigene Berechnung nach Methodik) [87]

Szenario	2%	5%	10%	20%
Lastverschiebungspotenzial in kW	161	402	805	1.207
Einsparungspotenzial in €	1.672,54	4.324,36	8.645,52	12.982,49

5.4. Fazit und Ausblick auf das folgende Kapitel der Modellentwicklung

Im vorliegenden Kapitel der Preisanalyse wurden die für kurzfristige DSI-Maßnahmen relevanten Handelsprodukte analysiert und dargestellt. Für den *Day-Ahead*-Markt wurden die Einzelstunden und der *Phelix Day Base* und *Phelix Day Peak* betrachtet. Neben der Erkenntnis, dass in den letzten Jahren die Anzahl der Events *Phelix Day Base* > *Phelix Day Peak* deutlich zugenommen hat, konnte gezeigt werden, dass die Handelsstrategie eines Industrieunternehmens an den Tagesverlauf bzw. Wochentag und Jahreszeit angepasst werden muss, um optimale Handelsergebnisse erzielen zu können. Negativ-Preise traten vorrangig in der Nacht auf. Zudem wurden die Preisentwicklungen auf dem *Intra-*

day-Markt für den *Last Price* dargelegt. Insbesondere die Analyse der Viertelstundenpreise bzw. Viertelstunden-Kontrakte hat gezeigt, dass der Gradient der Residuallast einen großen Einfluss auf die Preisbildung in diesem jungen Teilmarkt hat. Neben der Preisanalyse konnte validiert werden, dass eine Umstellung von einem Vollversorgungsvertrag auf strukturierte Beschaffung für ein Industrieunternehmen mit richtiger Handelsstrategie eine Möglichkeit ist, von schwankenden Börsenpreisen zu profitieren. Im Rahmen der betrachteten Fallstudie wurden vor allem die organisatorisch schaltbaren Lasten in einem Industrieunternehmen in den Blick genommen. Durch die Nutzung von organisatorisch schaltbaren DSI-Potenzialen auf dem Day-Ahead-Markt sind weitere Einsparungen möglich. Im 2 %- und 5 %-Szenario lassen sich Einsparungen erzielen, die den Kosten des Mehraufwands gegenübergestellt werden müssen, um eine mögliche Rentabilität evaluieren zu können. Für die zwei anderen betrachteten Szenarien (10 % und 20 % DSI-Potenzial) liegen Einsparungen vor, die sich als lohnend herauskristallisiert haben. Das existierende Abrechnungssystem ist für die Nutzung von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite gerade im Fall der Lasterhöhung kontraproduktiv.

Im folgenden Kapitel werden im Rahmen der Entwicklung des *Renewable Energy For Industry* (REFI)-*Modells* die in der vorliegenden Arbeit bereits diskutierten Themen miteinander verknüpft. Es wird gezeigt, wie ein real existierender Produktionsprozess an das fluktuierende Angebot von Erneuerbaren Energien angepasst werden kann. Des Weiteren wird gezeigt, wie ein Industrieunternehmen durch die Nutzung von Flexibilitäten in einem existierenden Produktionsprozess von schwankenden Börsenpreisen monetär profitieren kann.

6. Entwicklung des Renewable Energy For Industry (REFI)-Modells

Im vorangegangenen Kapitel 5 wurden die Preise der für DSI-Maßnahmen relevanten Märkte analysiert und die heutige Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen beleuchtet. Die Preisanalysen und die ermittelte Werthaltigkeit von DSI-Maßnahmen haben Gültigkeit für die in der Vergangenheit bzw. in der Gegenwart geltenden Rahmenbedingungen. Wie sich das (Markt-) Umfeld der Energieversorgung in Zukunft entwickeln wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer prognostizierbar. Daher befasst sich der Kern dieser Arbeit mit der Entwicklung eines abstrakten Modells, das auch in einem sich ändernden Marktumfeld gültig ist.

Zu Beginn werden in Kapitel 6.1 die Beweggründe genannt, warum der Fokus auf der Konzeption eines abstrakten Modells liegt. Anschließend wird die zentrale Fragestellung identifiziert und geklärt, inwieweit die Adaption eines Produktionsprozesses an die zur Verfügung stehende Menge an Erneuerbaren Energien möglich ist und inwieweit mit einer optimierten Handelsstrategie eine Reduktion der Energiekosten erzielt und somit ein Beitrag zur effizienten Integration Erneuerbarer Energien geleistet werden kann. Anschließend wird in Kapitel 6.2 der Beitrag zur Problemlösung dargelegt und neben einer Anforderungsanalyse die Definition der Modellparameter mit den getroffenen Annahmen und den gewählten bzw. bestehenden Modellgrenzen aufgezeigt. Abschließend wird in Kapitel 6.2 der entwickelte Optimierungsalgorithmus des REFI-Modells erläutert. Nach der Konzeptionierung wird das REFI-Modell im Rahmen der Implementierung in einer Fallstudie auf einen realen Produktionsprozess angewendet und auf Validität geprüft. Es wird ein Machbarkeitsnachweis erbracht und die konkrete Konfiguration des Modells beschrieben. Des Weiteren wird erläutert, wie den im Rahmen der Implementierung aufgetretenen Herausforderungen begegnet worden ist (Kapitel 6.3). Das abschließende Kapitel 6.4 legt die Simulationsergebnisse dar und führt eine finale Bewertung der Ergebnisse durch.

6.1. Handlungsmotivation und Problemidentifikation

Bis heute wird Energie im industriellen Umfeld bedarfsgerecht, also absolut unabhängig vom Angebot und basierend auf starren Vertragsstrukturen (vgl. Vollversorgungsvertrag, Kapitel 5.3.2) genutzt, um die Produktionsschritte der bestehenden Wertschöpfungskette durchführen und Produkte erzeugen zu können. In der Vergangenheit wurde einer möglichen Flexibilität im Produktionsprozess hinsichtlich des Energieeinsatzes nur geringe Bedeutung beigemessen. Die aktuellen Entwicklungen zeigen, dass das Bewusstsein für den flexibleren Einsatz von Energie bzw. im Allgemeinen das Bewusstsein für den Umgang mit Energie gestiegen ist. In Zukunft müssen Unternehmen sich intensiver mit Fragestellungen auseinandersetzen, in denen Aspekte wie z.B. die Reaktion auf ein fluktuierendes Energieangebot aus Erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) oder die Anwendung dynamischer Stromtarife hinterfragt werden. Nicht nur Unternehmen, die direkt in die Energiewertschöpfungskette integriert sind, sondern auch Industrieunternehmen müssen sich mit diesen Themen befassen, um in Zukunft sowohl die Vorteile (z.B. CO₂-freie Stromerzeugung) als auch die Nachteile (z.B. Fluktuation) der Regenerativen Energien für sich nutzen zu können. Der eingeschlagene Entwicklungspfad der deutschen Energieversorgung, der in Kapitel 2 ausführlich beschrieben wird, die in Kapitel 4.1 aufgezeigten Potenziale zur Durchführung von DSI-Maßnahmen, die Möglichkeit für ein Industrieunternehmen seinen Strombedarf an der Börse decken zu können und die gegenwärtige Werthaltigkeit einer DSI-Maßnahme, die im Rahmen der Preisanalyse in Kapitel 5.3 ermittelt worden ist, werfen die

Frage auf, wie die Nachfrage eines Industrieunternehmens in Zukunft zumindest partiell an das fluktuierende Angebot an Erneuerbaren Energien – das schon heute sich auf die Preisbildung an den Börsen auswirkt (Stichwort: Solardelle) – adaptiert werden könnte.

Kapitel 4.1 liefert mit der Darstellung der DSI-Potenziale die Vorstufe zum REFI-Modell. Es zeigte sich, dass grundsätzlich DSI-Potenziale vorhanden sind, diese aber sogar branchenintern sehr stark variieren. Daher wird deutlich, dass jeder Produktionsprozess sehr individuell zu behandeln ist. Hierin liegt eine der Herausforderungen des REFI-Modells, möglichst viele Produktionsprozesse abbilden zu können und somit möglichst vielen Branchen die dahinterliegende Idee näherzubringen. Des Weiteren wurden die DSI-Potenziale nur isoliert betrachtet. Dies bedeutet, dass die ermittelten DSI-Potenziale nie in Relation zum Angebot von Erneuerbaren Energien gesetzt und monetär bewertet worden sind. Daher wurde eine Evaluierung der DSI-Potenziale im Hinblick auf die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien nicht durchgeführt.

Die Anwendung von DSI-Maßnahmen kann in Zukunft generell aus zwei Perspektiven betrachtet werden. Zum einen können marktwirtschaftliche Gründe der Auslöser für die Anwendung von DSI-Maßnahmen sein. Hierunter fallen die Nutzung von zeitlicher Preisarbitrage und die damit verbundene effiziente Integration von Erneuerbaren Energien. Zum anderen können energietechnische Aspekte (Netzbetrieb) die Anwendung von DSI-Maßnahmen bestimmen. Aus Netzsicht steht der Netzbetreiber (VNB und ÜNB) im Fokus. Verfügt dieser über ein Netz mit hohem Automatisierungs- und Informationsgrad, könnten somit im Vorfeld auftretende Engpässe erkannt und diese durch Anwendung von DSI-Maßnahmen vermieden werden. Somit könnte der Notwendigkeit eines lokalen Netzausbaus aufgrund zunehmender regenerativer Energien direkt entgegenwirkt werden. Voraussetzung ist, dass der Betreiber weiß, wie viel Flexibilität wann und wo in seinem Netz zur Verfügung steht. Für die jeweilige Perspektive können unterschiedliche Produkte bestehen. Unerheblich aus welcher Perspektive man es betrachtet: Ein Industrieunternehmen wird die Installation der für DSI-Maßnahmen notwendigen Infrastruktur nur dann vornehmen und diese anwenden, wenn diese sich als wirtschaftlich erweist. Für ein Industrieunternehmen spielen hier zwei Größen eine elementare Rolle. Einerseits sind die gesamten Produktionskosten und andererseits der Anteil der darin enthaltenen Stromkosten ausschlaggebend (Stichwort: *Value of Lost Load (VoLL)*, S. 47). Die beschreibenden Parameter für eine DSI-Maßnahme sind Zeitpunkt, Dauer, die verfügbare Leistung (positiv und negativ), Leistungsgradient, Ort, Reaktionszeit und Herkunft. Der Parameter *Ort der Flexibilität* besitzt lediglich Relevanz für den Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber, da dieser bei einem prognostizierten Engpass möglicherweise über eine Handelsplattform lokal Flexibilität einkaufen kann. Der Parameter *Herkunft* bezieht sich in diesem Fall lediglich auf mögliche Flexibilitäten auf der Erzeugerseite. Er wäre ein Indikator für die Herstellungsart des Stroms: Strom aus Regenerativen Energien versus Strom aus konventionellen Energien.

Kapitel 3.2 und Kapitel 5.2 legen den Aktionsradius aus der Perspektive der Handelsplattform dar. Die in Kapitel 3.2 dargestellten Regularien und Fristen, grenzen den Handlungsspielraum des Industrieunternehmens ein. Die vorgegebenen Fristen zwischen Handelsangebot und der physikalischen Handelserfüllung (*Day-Ahead*: bis 12:00 Uhr am Vortag, *Intraday*: bis 45 Minuten vorher) und die einzuhaltenden Handelsinkremente fließen in die Überlegung des Modells mit ein. Kapitel 5.2 zeigt, dass der Strompreis einer gewissen Volatilität unterliegt, so dass heute schon mögliche Flexibilitäten ausgeschöpft werden können und auch werden.

Die dargestellten Sachverhalte und die gewonnenen Erkenntnisse werden als Bausteine zu einem Modell aggregiert, das den Zusammenhang zwischen einem flexiblen Produktionsprozess, dem Börsenhandel und der Verfügbarkeit von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) darstellt. Die zentrale Fragestellung dabei ist, wie die Umsetzung einer Flexibilisierung des Produktionsprozesses aussehen könnte und zu welchen Anteilen eine Flexibilisierung überhaupt möglich ist.

6.2. Konzeptionierung des REFI-Modells

Das folgende Kapitel beleuchtet die Konzeptionierung des REFI-Modells. Es wird diskutiert, inwieweit das REFI-Modell einen Beitrag zur Problemlösung leisten kann, welche Anforderungen an das Modell gestellt und welche Annahmen getroffen werden. Abschließend werden die Grenzen des Modells aufgezeigt und der entwickelte Optimierungsalgorithmus beschrieben und erläutert.

6.2.1. Beitrag zur Problemlösung

Das REFI-Modell ist ein theoretisches Modell, das mit Input-Parametern aus der Praxis gespeist wird. Durch die Verwendung der praxisnahen Datensätze soll sichergestellt werden, einen großen Beitrag zur Problemlösung liefern zu können.

Ausgangspunkt der Optimierung ist ein in der Praxis existierender Produktionsprozess bestehend aus einer bestimmten Anzahl von Prozessschritten. Für jeden einzelnen Produktionsschritt werden sowohl energie- als auch produktionstechnisch relevante Parameter erfasst, die eine Charakterisierung und Individualisierung des Produktionsschritts ermöglichen. Durch diese Charakterisierung wird einerseits die Darstellung der Produktionsschritte und des Produktionsprozesses als Ganzes ermöglicht und andererseits eruiert, ob im Produktionsprozess Flexibilitäten liegen und falls ja, wo. Diese Flexibilitäten stehen für die Anwendung von DSI-Maßnahmen zur Verfügung. Die Ermittlung von Flexibilitäten ist essentiell wichtig, um das Potenzial der Lastanpassung im Hinblick auf das Angebot volatiler Erneuerbarer Energien und Preise für jeden Produktionsschritt über den Tag hinweg zu erfassen. Ein Produktionsschritt kann aus einem oder mehreren Energieblöcken bestehen. Energieblöcke können sowohl unabhängig als auch abhängig voneinander sein. Die Aneinanderreihung der Energieblöcke stellt den gesamten Produktionsprozess dar. Das Modell wird anhand dieses existierenden Produktionsprozesses validiert.

Ergänzend dazu werden für die Optimierung reale Photovoltaik- und Windeinspeisedaten und Börsenpreise verwendet, so dass auch hier ein deutlicher Bezug zur Praxis vorliegt. Als Datengrundlage für die Darstellung des volatilen Energieangebots dienen die Leistungsdaten (Einspeise-Ist-Werte) von Wind und Photovoltaik der vier Regelzonenbetreiber in Deutschland. Um existierenden Prognoseungenauigkeiten Rechnung zu tragen, werden die verwendeten Werte von einem Wahrscheinlichkeitskanal ummantelt, der über den Tag hinweg linear größer wird (vgl. 6.2.2).

Der Betrachtungszeitraum des REFI-Modells kann vom Benutzer frei gewählt werden. Die kleinste Betrachtungseinheit, die in der grafischen Darstellung auf der horizontalen Achse abgebildet wird, umfasst einen Tag. Somit ermöglicht das REFI-Modell eine flexible Auswertung der Flexibilitätsoptionen. Das REFI-Modell verfolgt zwei globale Zielfunktionen, die gänzlich unabhängig voneinander sind und im Modell zur Auswahl stehen:

1. *Minimierung der Strombezugskosten des Industrieunternehmens unter Berücksichtigung gesetzter Modellparameter*
2. *Maximierung des Anteils Erneuerbarer Energien im bezogenen Strommix des Industrieunternehmens*

Die zwei genannten Zielfunktionen sollen unter Berücksichtigung von gesetzten Modellparametern erreicht werden. Auf die Modellparameter und Anforderungen wird im folgenden Kapitel detailliert eingegangen. Abbildung 58 illustriert die Lastgangprognose für ein Industrieunternehmen und stellt schematisch die Prognose für Photovoltaik (PV) und Wind (ohne Wahrscheinlichkeitskanal) für einen Tag dar. In Abbildung 58 ist der nicht optimierte Lastgang eines Industrieunternehmens durch die dargestellten Säulenelemente repräsentiert. Dem Unternehmen sind die Tagesprognosen zu Wind (schwarze Linie) und Sonne (gelbe Fläche) als Ganzes (schwarze und gestrichelte gelbe Linie) bekannt. In diesem Fall müsste sich das Unternehmen unter der Berücksichtigung gesetzter Modellparameter entscheiden, ob in den Vormittagsstunden die Last reduziert (rote Pfeile) und in den Nachmittagsstunden nachgeholt wird (grüne Pfeile) oder ob die residual benötigte Energie zugekauft wird. In Falle eines Zukaufs für den Vormittag könnte das überschüssige Energieangebot am Mittag oder Nachmittag zum Ausfüllen von Produktspeichern (falls vorhanden und möglich) dienen, wenn sich dies als rentabel erweist [28].

Durch die Verwendung praxisnaher Datensätze kann das REFI-Modell einen Beitrag zur Integration von Erneuerbaren Energien in System und Markt leisten. Es gestattet, einen vorhandenen Produktionsprozess an die zur Verfügung stehenden Erneuerbaren Energien anzupassen.

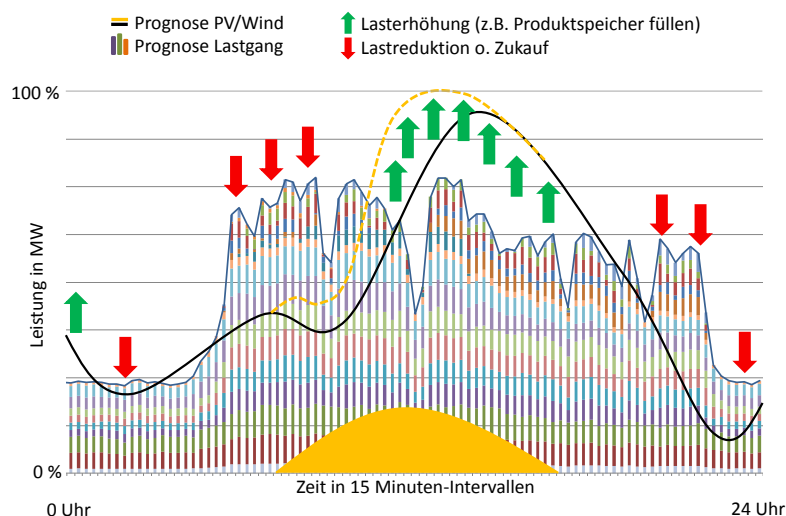


Abbildung 58: Schematische Darstellung des REFI-Modells [28]

6.2.2. Anforderungsanalyse und Modellparameter

Im Rahmen der Anforderungsanalyse konnten die folgenden Modellparameter identifiziert werden. Insgesamt sind sechs Kategorien an Parametern zu berücksichtigen. Diese sechs Kategorien lassen sich in zwei Klassen mit jeweils drei Kategorien in unternehmensinterne und unternehmensexterne Parameter unterteilen (vgl. Abbildung 59).

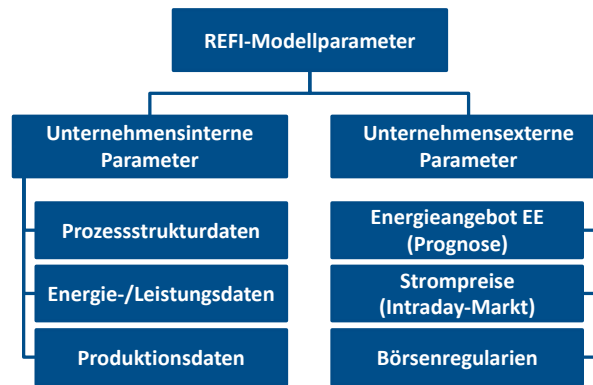


Abbildung 59: Übersicht der relevanten Parameter des REFI-Modells [28]

Die unternehmensinternen Parameter enthalten Daten, die intern im Unternehmen erfasst werden. Unter *Prozessstrukturdaten* werden Daten verstanden wie z.B. Aufbau/Elemente (Maschinen) des Prozesses, Anzahl der Prozessschritte bzw. Energieblöcke, Start- und Endzeitpunkt der Prozessschritte bzw. Energieblöcke und mögliche Abhängigkeiten. Der zweite unternehmensinterne Bereich beinhaltet die *Energie-/Leistungsdaten* jedes einzelnen Prozessschrittes bzw. Energieblocks. Erfasst werden Leistungsbezug (Wirkleistung), Teillast und Lastgradient. Ist ein Prozessschritt bzw. Energieblock teillastfähig kann das Leistungsniveau variiert werden. Im Bereich der *Produktionsdaten* werden Aspekte wie die Auslastung und einzuhaltende Live- bzw. Deadlines berücksichtigt. Auf der Seite der unternehmensexternen Daten werden Daten erfasst, die das Unternehmen bzw. den Handlungsspielraum des Unternehmens von außen beeinflussen. Für die Prognose des *Energieangebots aus Erneuerbaren Energien* werden Leistungsdaten (Einspeise-Ist-Werte) der vier Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Diese liegen im 15-Minuten-Raster vor. Für den zweiten Bereich *Strompreise* fungieren die veröffentlichten Preise der EPEX Spot als Datenbasis. Hier werden die Stunden- bzw. Viertelstundenpreise aus dem *Intraday*-Markt für den Zeitraum 2012 herangezogen. Im dritten Bereich werden alle *Börsenregularien* erfasst, die es hinsichtlich des Stromhandels an der EPEX Spot (*Intraday*-Markt) zu beachten gilt. Neben der Mindestordergröße werden die zeitlichen Vorgaben für die Orderplatzierung und die Ordererfüllung an der EPEX Spot in den Handlungsspielraum des REFI-Modells integriert [28]. Abbildung 59 fasst die Kategorien der Modellparameter zusammen.

Prozessstrukturdaten (unternehmensintern)

Mit dem REFI-Modell soll nach Möglichkeit jeder industrielle Produktionsprozess (*PP*) und jede Produktionsprozessstruktur (*PPS*) abgebildet werden können. Hierfür werden verschiedene Anforderungen an das Modell gestellt. Der *PP* wird in seine unterschiedlichen Produktionsschritte (*PS*) zerlegt. Jeder *PS* kann im REFI-Modell aus einem Energieblock *a* oder mehreren Energieblöcken bestehen. Zur klareren Darstellung des Sachverhalts besteht ein Produktionsschritt *PS* jeweils aus einem Energieblock *a*. Die Gesamtanzahl der Energieblöcke ist über *A* definiert. Des Weiteren ist der Energieblock *a* (Eb_a) über den Startzeitpunkt (s_a) und den Endzeitpunkt (e_a) charakterisiert. Die Dauer (d_a) berechnet sich aus der Differenz von Startzeitpunkt (s_a) und Endzeitpunkt (e_a). Die Gl. (6.1) zeigt die Parameter des Energieblocks *a* im Rahmen der *Prozessstrukturdaten*. Das Modell kann einen ganzen Tag *i* bis zu einer Granularität im Minutenbereich betrachten. Die Variable t' erfasst den Tageszeitpunkt im Minutenbereich, die Variable *j* den Zeitpunkt im Viertelstundenbereich. Die Variable *T* stellt

den spätesten Tageszeitpunkt des Tages dar (1.440). Die folgenden Gleichungen erläutern die bestehenden Nebenbedingungen für den Eb_a und legen somit den gültigen Wertebereich für die bis dato genannten Variablen fest.

$$Eb_a = f(s_a, e_a) \quad \text{Gl. (6.1)}$$

$$s_a, e_a \in t' \quad s_a < e_a \quad t' = \{1 \dots 1.440\} \quad \text{Gl. (6.2)}$$

$$t_{\max} = T = 1.440 \quad \text{Gl. (6.3)}$$

$$s_a > e_{a-1} \quad \text{bei bestehender Abhängigkeit} \quad \text{Gl. (6.4)}$$

$$d_a = e_a - s_a \quad \text{Gl. (6.5)}$$

Die *PPS* bzw. die Struktur der Energieblöcke wird im REFI-Modell mit Hilfe einer binären quadratischen Matrix abgebildet. Zu lesen ist die Matrix nach dem Prinzip „*Spalte folgt Zeile*“. Die Gl. (6.6) zeigt die allgemein gültige Form der *PPS*- bzw. Energieblocksequenz-Matrix. Zur Illustration der *PPS*-Matrix sollen die folgenden Beispiele und Erläuterungen dienen. Würde die Variable s_{1A} in der *PPS*-Matrix den Wert eins annehmen, wäre zu erkennen, dass der erste Prozessschritt (Zeilenindex = 1) ein Vorgänger vom letzten Prozessschritt (Spaltenindex = A) ist.

$$PPS = \begin{pmatrix} s_{11} & \dots & s_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n1} & \dots & s_{nn} \end{pmatrix} \quad \text{Gl. (6.6)}$$

Die Anwendung der Matrix-Darstellung ermöglicht die mathematische Weiterverarbeitung und Berücksichtigung der *Produktionsprozessstruktur* bzw. bestehender Abhängigkeiten zwischen den *Produktionsschritten* bzw. den *Energieblöcken* bei der durchzuführenden Optimierung. Die folgende Darstellung (Abbildung 60) zeigt drei elementare Prozessstrukturen und eine willkürlich gewählte komplexere Prozessstruktur. Zu sehen sind vier Prozessstrukturen (linke Seite) und die dazugehörigen Matrizen (rechte Seite). Drei dieser Strukturen bestehen aus drei und eine aus acht Prozessschritten. In Abbildung 60 lassen sich einige Strukturmerkmale entdecken. Eine quadratische Matrix, deren Werte unterhalb der Hauptdiagonalen alle Null sind, wird auch als obere Dreiecksmatrix bezeichnet. Da ein Prozessschritt nicht sich selbst als Nachfolger haben kann – alle Werte der Hauptdiagonalen sind gleich Null –, handelt es sich um eine strikte obere Dreiecksmatrix. Eine strikte obere Dreiecksmatrix beschreibt die Struktur eines Produktionsprozesses ohne rekursive Elemente. Tritt ein rekursives Element auf (vgl. Abbildung 60 unten), so ändert sich der Wert in einem Feld s_{aa} im unteren Dreieck der Matrix von null auf eins. Weist eine Zeile für alle ihre Zeilenelemente nur den Wert null auf, hat dieser Produktionsschritt keinen Nachfolger und ist somit der letzte Produktionsschritt des gesamten Produktionsprozesses. Dieses vorgestellte Verfahren ist aus der Graphentheorie allgemein bekannt und wird im Rahmen Modellentwicklung angewendet. Wie die Abhängigkeiten mathematisch im Modell berücksichtigt werden, wird in Kapitel 6.2.4 dargelegt.

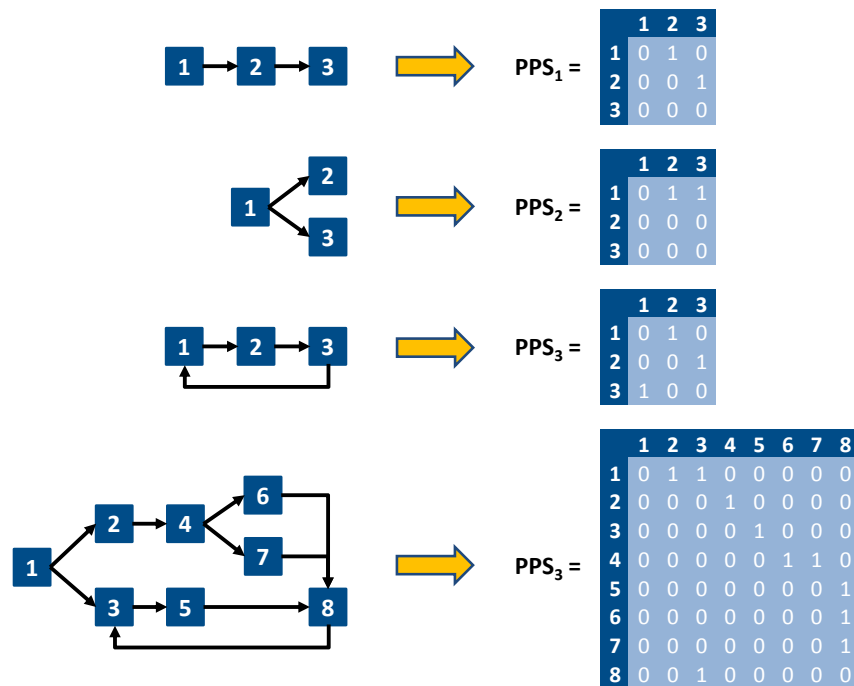


Abbildung 60: Drei Elementarstrukturen und eine komplexe Prozessstruktur

Neben den gezeigten Parametern existieren weitere Größen wie *Warte-/Puffer-* oder *Rüstzeiten*, die berücksichtigt werden können. Die *Rüstzeit* beschreibt die Zeit die benötigt wird, um ein Betriebsmittel für einen bestimmten Arbeitsvorgang einzurichten.⁵⁴ Die *Pufferzeit* beschreibt eine Zeitspanne, um die ein PS verschoben werden kann, ohne dass dies Auswirkungen auf den Startpunkt des darauffolgenden Prozessschritts bzw. auf die Gesamtlauzeit des PP hat. Warte-/Puffer- oder Rüstzeiten können im REFI-Modell durch die Einbindung eines „leeren“ Energieblocks in den PP abgebildet werden.

Energie- und Leistungsdaten (unternehmensintern)

Ein Energieblock wird neben den *Prozessstrukturdaten* über die *Energie-/Leistungsdaten* definiert. Sie umfassen die Leistung (p_a), den Leistungsgradienten (pg_{ax}), die Teillast (l_a) und den Zustand bzw. die Auslastung (c_a). Die Leistung (p_a) entspricht der elektrischen Wirkleistung, die der PS benötigt, um über die Zeit die Energie aufwenden zu können, die für die Durchführung des Arbeitsschritts notwendig ist. Die Form der Eb_a wird durch den Leistungsgradienten (pg_{ax}) beschrieben. Durch vorangegangene Betrachtungen validiert, existieren im REFI-Modell drei Elementarformen an pg_{ax} für Energieblöcke (vgl. Abbildung 61).

Durch diese drei Elementarformen kann jeder Lastgang eines Produktionsschritts bzw. eines Produktionsprozesses modellhaft nachgebildet werden. Als Beispiel zeigt Abbildung 62 den realen Verlauf

⁵⁴ Die Rüstzeit wird von der REFA (Verband für Arbeitsgestaltung, Betriebsorganisation und Unternehmensentwicklung) in Grund-, Erholungs- und Verteilzeit unterteilt. Die Rüstgrundzeit entspricht der Arbeitszeit von Menschen, die mit Rüsten verbracht wird. Die Erholungszeit des Menschen bezogen auf die Rüsttätigkeiten und die Verteilzeit bezogen auf die Rüsttätigkeiten.

des Wirkleistungsbezugs eines Elektro-Ofens (links) und die Nachbildung als REFI-Energieblock-Darstellung (rechts). Der Produktionsschritt setzt sich aus drei Energieblöcken zusammen.




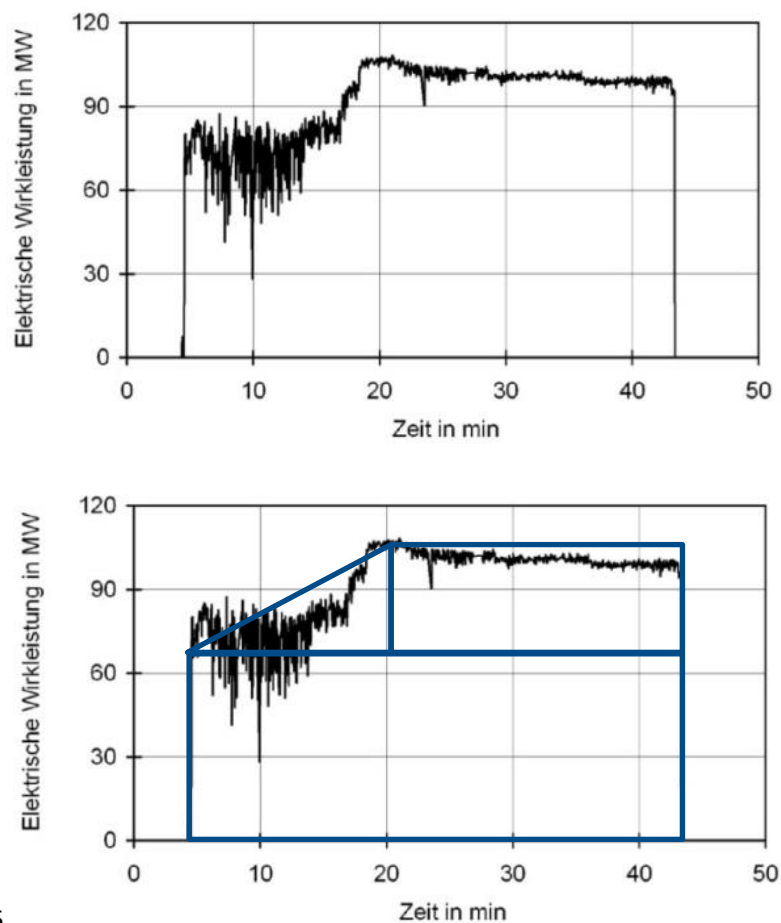
- 
 - Positives Dreieck definiert den Anfahrprozess (pg_{apos})
 - Höhe definiert die Leistung in MW
 - Breite definiert die Dauer
 - Steigung definiert den Leistungsgradienten in MW/Zeiteinheit
- 
 - Rechteck definiert konstante Leistungsaufnahme (pg_{aconst})
 - Höhe definiert die Leistung in MW
 - Breite definiert die Dauer
- 
 - Neg. Dreieck definiert Abfahrprozess (pg_{aneg})
 - Höhe definiert die Leistung in MW
 - Breite definiert die Dauer
 - Steigung definiert den Leistungsgradienten in MW/Zeiteinheit

Abbildung 61: Die drei Elementarformen des REFI-Modells



6

Abbildung 62: Verlauf des Wirkleistungsbezugs eines Elektro-Ofens [89]

Die Teillast l_a in Prozent beschreibt, mit welcher Minimalleistung ein Prozessschritt seine Aufgaben erfüllen kann. Beispielsweise könnte ein Prozessschritt langsamer laufen und dadurch weniger Leistung aufnehmen, aber mehr Zeit benötigen, um eine bestimmte Anzahl an Zwischenprodukten fertigzustellen. Die Auslastung c_a in Prozent beschreibt die Leistung, mit der ein Prozessschritt aktuell betrieben wird. Die Auslastung kann nur Werte annehmen, die zwischen den festgelegten Werten p_a und l_a liegen.

Produktionsdaten (unternehmensintern)

Die dritte und letzte Kategorie in der Klasse der unternehmensinternen Parameter ist die Kategorie der *Produktionsdaten*. Hier werden Auslastung bzw. Zustand und Fristen erfasst. Der Zustand c_a in Prozent gibt Auskunft über die Auslastung eines jeden *Produktionsschritts* bzw. *Energieblocks*. Der gesamte *PP* kann über die folgende Gl. (6.7) erfasst werden. Diese Gleichung tätigt jedoch noch keine Aussage über die Abhängigkeiten der einzelnen Produktionsschritte untereinander. Dies erfolgt wiederum in der bereits diskutierten *PPS*-Matrix. Als Grundregel wird im REFI-Modell vorausgesetzt, dass die jeweiligen Flächen der Energieblöcke vor und nach der Optimierung identisch sein müssen, um den gleichen Produktfluss gewährleisten zu können. Es liegt ein Produktionsplan vor, der Fristen (Tagessende oder früher) inkludiert. Der Produktionsplan legt fest, wie viel und wie oft ein Prozessschritt durchgeführt werden muss, um das notwendige Kontingent an Produkten zu generieren. Es kann sowohl eine Liveline (ll_{pp}) als auch eine Deadline (dl_{pp}) für den gesamten Prozess vorab bestimmt werden.

$$PP = \sum_{a=1}^A Eb_a = \sum_{a=1}^A f(s_a, e_a, p_a, pg_{ax}, l_a, c_a) \quad \text{Gl. (6.7)}$$

$$l_a = \{0 \dots 1\} * p_a \quad \text{Gl. (6.8)}$$

$$c_a = \{0 \dots 1\} * p_a \quad \text{mit der Nebenbedingung } l_a \leq c_a \quad \text{Gl. (6.9)}$$

$$ll_{pp} < s_1 < e_A < dl_{pp} < T \quad \text{Gl. (6.10)}$$

Energieangebot der Erneuerbaren Energien (unternehmensextern)

Für das REFI-Modell werden die Daten der durch die vier Übertragungsnetzbetreiber⁵⁵ zur Verfügung gestellten Viertelstunden-Ist-Werte (Einspeisung) von Wind und Photovoltaik genutzt. Die acht Werte – jeweils Wind- und Photovoltaikeinspeisung pro Übertragungsnetzbetreiber – werden zu einem Einzelwert für den Tag i für jede Viertelstunde ($j = 1 \dots 96$) aggregiert. Die folgende Gl. (6.11) zeigt die entsprechenden Variablen.

Wird im Modell eine höhere zeitliche Granularität als das Viertelstundenraster gewählt, werden die fehlenden Minutenwerte innerhalb der Viertelstunde j durch Interpolation der vorhandenen Werte

⁵⁵ 50H = 50Hertz; AMP = Amprion; TBW = TransnetBW; TEN = TenneT.

ergänzt. Der Betrachtungshorizont ist das Jahr 2012. Es wird jeder Werktag (Montag bis Freitag) über den Tagesverlauf (00:00 – 24:00 Uhr) betrachtet, so dass die Simulation des definierten *PP* für jeden Werktag des Jahres 2012 erfolgen kann.

$$EE_{\text{Sum},ij} = w_{50H,ij} + pv_{50H,ij} + w_{\text{TBW},ij} + pv_{\text{TBW},ij} + w_{\text{AMP},ij} + pv_{\text{AMP},ij} + w_{\text{TEN},ij} + pv_{\text{TEN},ij} \quad \text{Gl. (6.11)}$$

$EE_{\text{Sum},ij}$	=	Summe der zur Verfügung stehenden Leistung aus <i>EE</i> in MW am Tag <i>i</i> in der Viertelstunde <i>j</i>
$w_{50H,ij} + w_{\text{AMP},ij} + w_{\text{TBW},ij} + w_{\text{TEN},ij}$	=	Windeinspeisung (Ist-Werte) in den vier Regelzonen in MW am Tag <i>i</i> in der Viertelstunde <i>j</i>
$pv_{50H,ij} + pv_{\text{AMP},ij} + pv_{\text{TBW},ij} + pv_{\text{TEN},ij}$	=	Photovoltaikeinspeisung (Ist-Werte) in den vier Regelzonen in MW am Tag <i>i</i> in der Viertelstunde <i>j</i>

Für die Optimierung erfolgt eine Leistungs-Preis-Zuordnung, so dass der entwickelte Algorithmus mit der daraus resultierenden Preisfunktion rechnen kann. Wie die Zuordnung und die Preisfunktion im Detail aussehen wird in Kapitel 6.2.4 gezeigt.

Die Werte der $EE_{\text{Sum},ij}$ werden zu Tagesbeginn für den gesamten Tag dargestellt. Mit zunehmendem Zeithorizont nimmt die Prognosegenauigkeit deutlich ab und die Prognoseunsicherheit zu. Um diesem Aspekt Rechnung zu tragen, werden die verwendeten Werte der Ist-Einspeisung $EE_{\text{Sum},ij}$ mit einem Wert des Wahrscheinlichkeitskanals (*pc*) ummantelt. Dieser Kanal *pc* nimmt über den Tag *i* für jede Viertelstunde *j* hinweg linear zu und erreicht zum Ende des Tages sein benutzerdefiniertes Maximum ($\pm\lambda$). Die verwendeten Werte der Ist-Einspeisung liegen somit immer mittig in diesem *pc*. Die unten gezeigte Formel zeigt den mathematischen Zusammenhang. Des Weiteren illustriert die Abbildung 63 die Integration des Wahrscheinlichkeitskanals *pc* exemplarisch für den 25.01.12 mit einem definierten Maximum von $\lambda = \pm 15\%$.

$$pc_{ij} = EE_{\text{SUM},ij} \pm EE_{\text{SUM},ij} * \frac{\lambda * j}{96} \quad \text{Gl. (6.12)}$$

pc_{ij}	=	Wert des Wahrscheinlichkeitskanals für den Tag <i>i</i> in der Viertelstunde <i>j</i>
λ	=	benutzerdefiniertes Maximum in Prozent
<i>j</i>	=	Index für Viertelstunde des Tages (1...96)

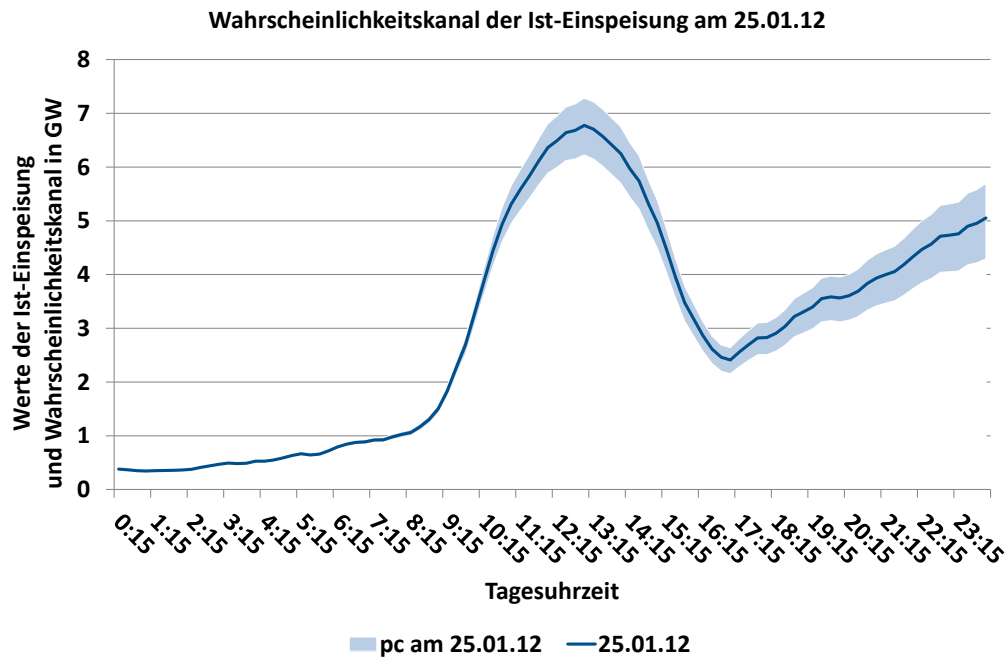


Abbildung 63: Anwendung des Wahrscheinlichkeitskanals (eigene Darstellung)

Strompreise am Intraday-Markt und Börsenregularien (unternehmensextern)

Die Datengrundlage hinsichtlich der im REFI-Modell verwendeten Strompreise stellen die Viertelstundenpreise des *Intraday*-Markts der EPEX Spot dar. Korrespondierend zu den Energiedaten über die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien wird jeder Wochentag des Jahres 2012 betrachtet, so dass alle in Kapitel 5 ermittelten tageszeit- und saisonabhängigen Einflüsse mit in die Bewertung des Modells einfließen. Aufgrund des Prognosehorizonts zur Wind- und PV-Einspeisung werden für das REFI-Modell nur die Preise des *Intraday*-Markts als Preisindikator herangezogen. Vergleichbar zu der Prognose der Erneuerbaren Energien wird auch hier ein Verteilungskorridor (IQR) berücksichtigt. Dieser Korridor erfasst 50 % aller in einer Viertelstunde aufgetretenen Werte 2012 (vgl. Kapitel 5.1.2.). Somit werden die aktuell geltenden Regularien des *Intraday*-Markts in das REFI-Modell integriert. Vorrangig liegt der Fokus auf dem minimalen Inkrement beim Kauf/Verkauf und den zeitlichen Fristen. Auf dem *Intraday*-Markt können 24 Stunden bzw. 96 Viertelstunden gehandelt werden. Jeder Kontrakt kann bis spätestens 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Für Stundenkontrakte öffnet das Orderbuch ab 15:00 Uhr des Vortrages und für Viertelstundenkontrakte ab 16:00 Uhr des Vortrages. Stundenkontrakte können sowohl im MW- als auch im kW-Bereich gehandelt werden. Viertelstundenkontrakte hingegen sind nur im MW-Bereich handelbar.

6.2.3. Annahmen und Grenzen des REFI-Modells

Die für das REFI-Modell getroffenen Annahmen lassen sich in verschiedene Bereiche einordnen und kategorisieren.

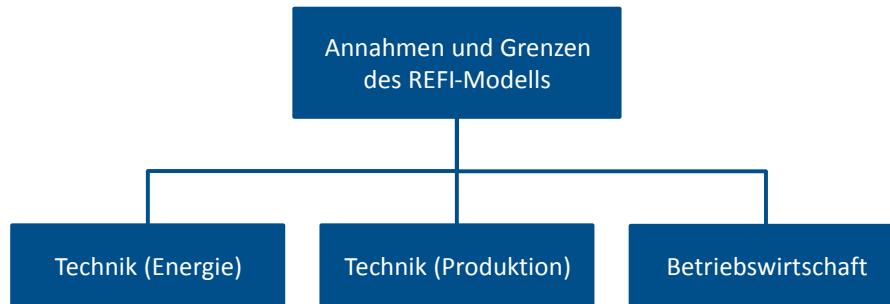


Abbildung 64: Annahmen und Grenzen des REFI-Modells

Technik (Energie)

Das Netz ist am betrachteten Knoten vollständig ausgebaut, so dass auch eine erhöhte Leistungsnachfrage möglich ist. Hinsichtlich der Verfügbarkeit von Prognosen wird für die Optimierung eine Aktualisierung in 15-Minuten-Schritten vorausgesetzt. Die Praxis hat gezeigt, dass momentan Prognosen nur alle vier Stunden aktualisiert werden. In Zukunft wird sich die Technik dahin entwickeln, dass eine Prognose in 15-Minuten-Schritten möglich ist.

Technik (Produktion)

Es wird von einem voll automatisiertem *PP* ausgegangen, der isoliert betrachtet wird. Folglich werden Lieferengpässe hinsichtlich der Produktion bei vorgelagerten Lieferanten vernachlässigt. Der betrachtete *PP* wird als eine Fließfertigung angenommen. Dies bedeutet, dass es für alle Aufträge eine gültige Reihenfolge hinsichtlich des Maschineneinsatzes existiert. Nichtsdestotrotz kann die oben beschriebene Warte- oder Rüstzeit in das Modell integriert werden. Der Produktfluss ist über die Energiemenge definiert. Am Ende des Tages muss die Energie verbraucht worden sein, die auch ohne Optimierung verbraucht worden wäre (Ausnahme: Verwendung von Speichern bei Überkapazität). Darüber hinaus werden im vorgestellten REFI-Modell keine Rückkopplungsprozesse berücksichtigt (vgl. hierzu rekursive Prozesse auf Seite 95 und Abbildung 60).

Betriebswirtschaft

Das betrachtete Industrieunternehmen kauft seinen Strom an der Börse ein. Die verwendeten Preise repräsentieren nur den Großhandelspreis ohne Abgaben, Steuern und Umlagen. Da es sich bei dem hier vorgestellten Modell um eine retrospektive Betrachtung handelt, ist von einer vollkommenen Preistransparenz auszugehen. Durch die Anwendung der IQR, d.h. der Betrachtung von Quartilen soll diesem Aspekt entgegengewirkt werden, um einen Bezug zur Realität herzustellen. Aus Marktperspektive wird das Unternehmen isoliert betrachtet. Dies bedeutet, dass das Preisniveau nicht von der Nachfrage des Unternehmens beeinflusst wird. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht werden die Perso-

nalkosten aufgrund eines voll automatisierten *PP* nicht berücksichtigt. Werden bspw. Vorgänge in die Abendstunden verlagert, werden keine Schichtzulagen etc. kalkuliert. Die Missachtung einer gesetzten Frist wird durch die Integration einer variablen Vertragsstrafe in der Optimierung berücksichtigt. Es wird nicht zwischen auftragsneutraler und auftragspezifischer Produktion unterschieden. Mögliche Lagerkosten werden über eine variable Kostenkomponente erfasst. Betriebs- und mögliche Wartungskosten werden nicht berücksichtigt. Des Weiteren werden Größen aus der Produktionsplanung wie Produktionsprogramm, Materialbedarfsplanung, Ressourceneinsatz, Losgrößen, Lagerkapazität und Feinterminierung außen vor gelassen.

6.2.4. Optimierungsalgorithmus des REFI-Modells

Zur Simulation des Strombedarfs eines Industrieunternehmens wurde das REFI-Modell in der Java-Umgebung *Eclipse* rechnerisch umgesetzt. Die freien Parameter zur zeitlichen Straffung bzw. Verschiebung des Maschinenparks wurden hierbei im Rahmen der Simulation genutzt, um eine Optimierung nach zwei verschiedenen Kriterien (Zielfunktionen) durchzuführen, die dem Benutzer zur Auswahl stehen.

Die Zielfunktion 1 lautet: *Minimierung der Strombezugskosten des Industrieunternehmens*. Im Rahmen der Simulationen zu dieser Zielfunktion wird auf Basis der Strompreise (netto) am *Intraday*-Markt optimiert. Es wird in der Simulation zwischen Viertelstunden (q)- und Stundenpreisen (h) unterschieden. Hierzu werden die Strombezugskosten des - vom Benutzer - definierten Produktionsprozess vor und nach der Optimierung berechnet und miteinander verglichen. Das Ergebnis der Einsparung wird als Prozentwert ausgegeben. Ziel ist es zu beweisen, dass mit einem flexiblen Produktionsprozess die Strombezugskosten im Vergleich zu einem nicht flexiblen Produktionsprozess gesenkt werden können und somit von Preisschwankungen auf den Stromhandelsmärkten profitiert werden kann.

Die Zielfunktion 2 lautet: *Maximierung des Anteils der Erneuerbaren Energien am bezogenen Strommix*. Die Optimierung durch das REFI-Modell erfolgt auf Basis des zeitaktuellen Angebots an Erneuerbaren Energien (ee) im verfügbaren Strommix. Hierbei werden den Viertelstundenwerten der eingespeisten Leistung an Erneuerbaren Energien ($EE_{Sum,ij}$) fiktive Preise zugeordnet, so dass der für die Zielfunktion 1 verwendete Optimierungsalgorithmus statt zu einer Kostenoptimierung zu einer Maximierung des Anteils an Erneuerbaren Energien im täglichen Strombedarf führt. Mit der neuen, fiktiven Leistung-Preis-Zuordnung kann gezeigt werden, dass mit einem flexiblen Produktionsprozess der Anteil an Erneuerbaren Energien im Vergleich zu einem nicht flexiblen Produktionsprozess erhöht werden und somit ein Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien geleistet werden kann.

Der Unterschied zwischen diesen beiden genannten Zielfunktionen, die mit dem gleichen Algorithmus optimiert werden können, liegt in der Datenbasis. Für die Zielfunktion 1 wird der Einkaufspreis (netto) der benötigten Energie mit realen Börsenpreisen angesetzt. Bei der Zielfunktion 2 hingegen wird ein fiktiver Preis angenommen, der mit dem Angebot an Erneuerbaren Energien (ee) im Energiemix korreliert. Die Minderung dieser fiktiven Energiekosten führt dann zu einer Maximierung des Einsatzes Erneuerbarer Energien. Das Ergebnis beider Zielfunktionen kann somit als Einsparung an Energiekosten in Prozentwerten ermittelt und dargestellt werden. Abbildung 65 zeigt den beschriebenen Sachverhalt.

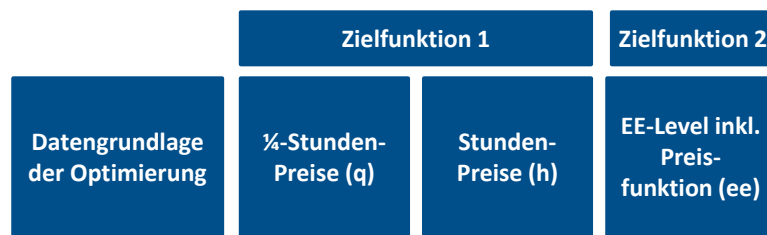


Abbildung 65: Übersicht über die Datengrundlage der Optimierung für die Zielfunktionen

Im Folgenden wird die entwickelte Struktur des REFI-Modells anhand des in Abbildung 66 (s. Seite 103) gezeigten Flussdiagramms dargelegt. Nach einer rudimentären Beschreibung der einzelnen Schritte werden in Anlehnung an Nassi-Shneiderman die einzelnen Berechnungsschritte des entwickelten Modells bzw. der Optimierung mittels verschiedener Struktogramme beschrieben, erläutert und charakterisiert. Die Beschreibung beginnt mit dem Block (1) *Datenerfassung*.

Im Rahmen der (1) *Datenerfassung* wird auf die oben beschriebenen Datensätze der Preise des *Intraday*-Markts der EPEX in €/MWh (Stunden- und Viertelstundenpreise) *oder* auf die Datensätze der Einspeisung von Erneuerbaren Energien in MW zurückgegriffen. In einer erstellten Benutzeroberfläche kann ein Zeitfenster z.B. das gesamte Jahr oder lediglich ein einzelner Tag optimiert werden. Nachdem das Zeitfenster bzw. ein Tag ausgewählt worden ist, werden je nach Auswahl die Preis- *oder* Einspeisedaten tageweise (24 Stunden) für das gewählte Zeitfenster in eine getrennte Datenbank exportiert. Das REFI-Modell weist eine hohe Flexibilität hinsichtlich der verwendeten Daten auf. Die verwendeten Preisdaten liegen sowohl im Stunden- als auch im Viertelstundenraster vor. Die Leistungsdaten hingegen sind lediglich im Viertelstundenraster verfügbar. Die Flexibilität des Modells liegt in der Verwendung der Daten. Für die Anwendung im Modell ist die Datengranularität und Datenkonsistenz irrelevant. Das Modell kann mit beliebigen Datengranularitäten und Mischungen daraus umgehen. Dies bedeutet, dass Preisdaten für unterschiedliche Zeitfenster zusammen betrachtet werden können.

Im zweiten Schritt (2) *Definition der Produktionsprozessstruktur* wird der Produktionsprozess strukturell definiert. In diesem Schritt wird die Anzahl der Energieblöcke (A) bestimmt, deren Anzahl nicht begrenzt ist. Des Weiteren kann für beide Zielfunktionen ergänzend zum existierenden, nutzbaren Zeitfenster von 24 Stunden eine zusätzliche Liveline ll_{pp} und Deadline dl_{pp} festgelegt werden. Diese Live-/Deadline ist als zusätzliche Grenze zu verstehen, die das Zeitfenster für eventuelle Verschiebungen der einzelnen Produktionsschritte weiter einschränkt, das REFI-Modell realitätsnah erscheinen lässt und einen starken Praxisbezug demonstriert. Abschließend werden mögliche Abhängigkeiten zwischen den Produktionsschritten über die Abhängigkeitsmatrix definiert. Wenn eine Abhängigkeit zwischen Produktionsschritten besteht, kann bspw. der Folgeproduktionsschritt erst gestartet werden, wenn der Vorgänger abgeschlossen ist. Sind sie unabhängig voneinander, könnten sie parallel operieren.

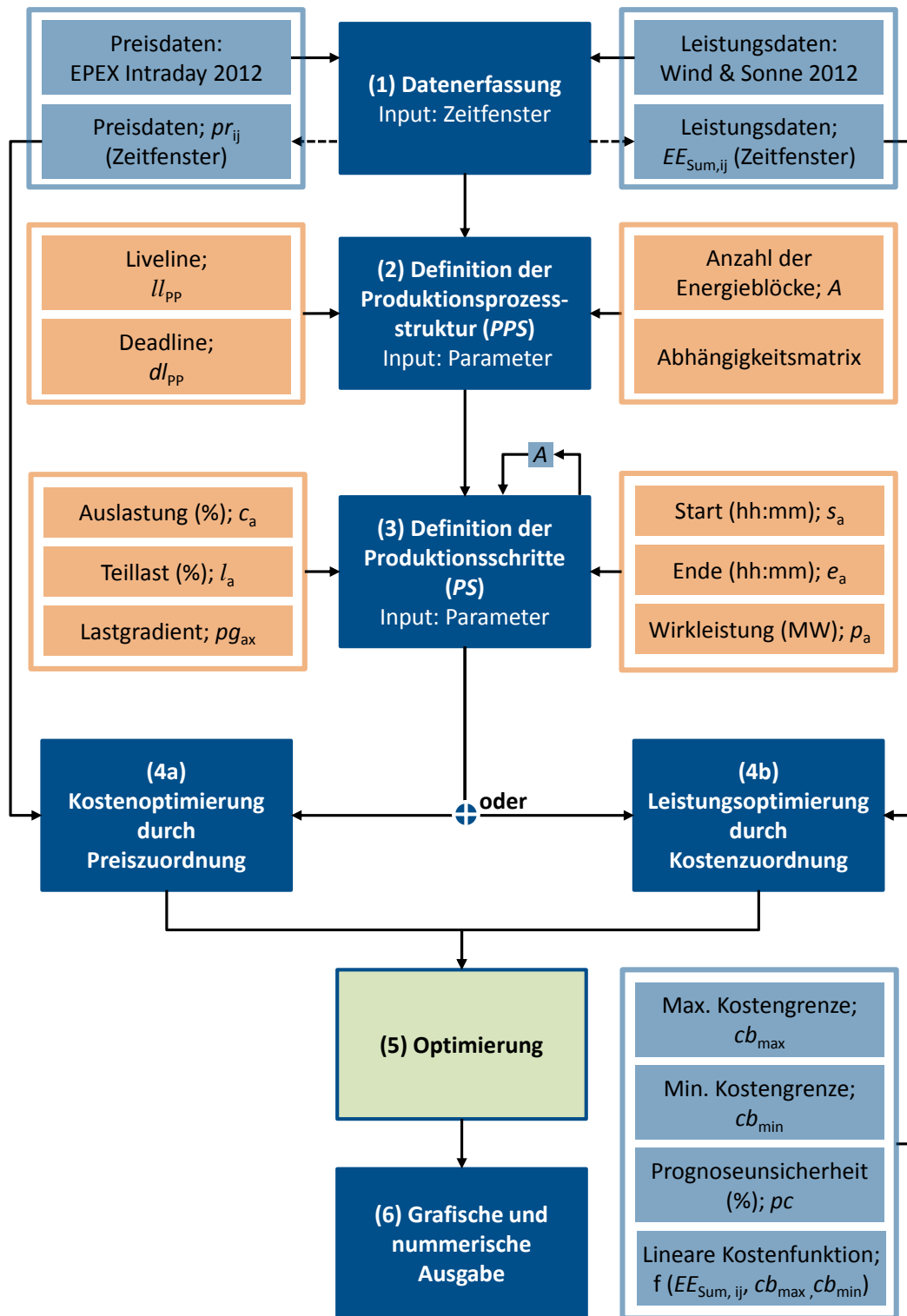


Abbildung 66: Übersichtsflussdiagramm des entwickelten REFI-Modells

In (3) *Definition der Produktionsschritte* wird jeder einzelne Produktionsschritt über verschiedene Parameter definiert. Die Startzeit s_a bzw. Endzeit e_a legt im *hh:mm*-Format den Start- bzw. Endzeitpunkt zu Beginn der Optimierung fest. Diese Größen sind nicht absolut und können sich im Rahmen der Optimierung unter Berücksichtigung der entsprechenden Parameter verändern. Die Differenz dieser beiden Werte legt die Dauer d_a fest. Die Leistungsaufnahme (Wirkleistung) bei eingetragener

Auslastung c_a wird über den Leistungswert p_a in MW erfasst. Der Leistungswert p_a bezieht sich auf die eingegebene Auslastung c_a . Die Auslastung wird prozentual in Abhängigkeit vom Leistungswert angegeben. Wird von 75 %-iger Auslastung gesprochen, bedeutet dies, dass dieser Produktionsschritt mit einer 75 %-igen Auslastung läuft und im Rahmen der Optimierung, falls die Möglichkeit besteht, auf eine 100 %-ige Auslastung hochgefahren werden kann. Des Weiteren kann eine mögliche Teillast l_a bestimmt werden. Die Teillast ist der minimale Leistungswert bei dem ein Produktionsschritt ausgeführt werden kann. Dieser wird ebenfalls prozentual in Abhängigkeit vom Leistungswert angegeben. Dazu beschreibt der Lastgradient pg_{ax} die Form des Produktionsschritts. Der Lastgradient kann entweder ein Rechteck (konstant) oder ein Dreieck (Rampe) mit positiver oder negativer Steigung sein (vgl. Abbildung 61 auf Seite 96). Die Parameterdefinition jedes einzelnen Energieblocks erfolgt solange bis alle Energieblöcke bzw. Produktionsschritte (A) erfasst sind.

Im nächsten Schritt kann zwischen der (4a) *Kostenoptimierung* (Zielfunktion 1) und der (4b) *Kostenoptimierung durch Leistung-Preis-Zuordnung* (Zielfunktion 2) gewählt werden. Im Rahmen der (4a) werden die Preise des *Intraday*-Markts der EPEX als Datengrundlage zur Optimierung herangezogen. Für die (4b) werden die Einspeisedaten von Erneuerbaren Energien als Datenbasis genutzt und Preisen zugeordnet. Verdeutlicht wird dieser Sachverhalt in Abbildung 67.

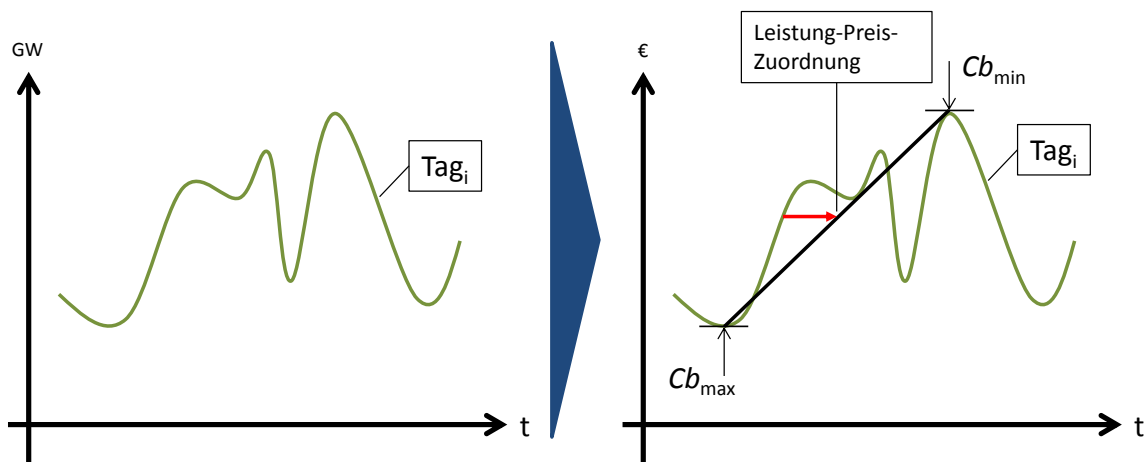


Abbildung 67: Leistung-Preis-Zuordnung

Über die Leistung-Preis-Zuordnung und der daraus resultierenden linearen Preisfunktion (vgl. Gl. (6.13)) mit benutzerdefinierten maximalen und minimalen Preisgrenzen ($cb_{max/min}$) wird jedem Einspeisewert (MW) von Erneuerbaren Energien ein Preis zugeordnet, der es dem REFI-Modell ermöglicht, anhand der jeweiliges Einspeisewertes mit dem zugeordneten Preis zu optimieren. Der zugeordnete Preis in diesem Fall ergibt sich dadurch, dass durch den Benutzer ein fixes Preisminimum (cb_{min}) für das Tagesmaximum und ein fixes Preismaximum (cb_{max}) für das Tagesminimum der zur Verfügung stehenden Erneuerbaren Energien festgelegt wird. Alle dazwischen liegenden Werte werden anhand der folgenden Gleichung (Gl. (6.13)) zugeordnet. Da bei dem REFI-Modell die retrospektive Betrachtung zugrunde gelegt und mit dem oben beschriebenen Wahrscheinlichkeitskanal pc gearbeitet wird, werden die entsprechenden Tageswerte als bekannt vorausgesetzt. In den folgenden Formeln wird mathematisch beschrieben, wie die Preise für einen bestimmten Einspeisewert wie z.B. x an einen Tag i von Erneuerbaren Energien ($k_{EE,i}(x)$) und der Preisfaktor ($kf_{EE,i}$) berechnet werden. Zur Berechnung des Preisfaktors ($kf_{EE,i}$) wird für jeden Tag im betrachteten Zeitraum das Maximum

($EE_{\text{Sum},i,\text{max}}$) und das Minimum ($EE_{\text{Sum},i,\text{min}}$) an Erneuerbaren Energien (MW) ermittelt. Der Anwender legt per Eingabe einmalig sowohl die minimale als auch die maximale Preisgrenze fest. Um eine Optimierung durchzuführen, unterliegt die Eingabe der folgenden Bedingung. Die minimale Preisgrenze (cb_{min}), die beim täglichen maximalen Niveau an Erneuerbaren Energien durch den Benutzer gesetzt wird, muss kleiner sein als die maximale Preisgrenze (cb_{max}), die beim täglichen Minimum gewählt wird.

$$k_{\text{EE},i}(x) = cb_{\text{min}} + (EE_{\text{Sum},i,\text{max}} - EE_{\text{Sum},ij}(x)) * kf_{\text{EE}} \quad \text{Gl. (6.13)}$$

$$kf_{\text{EE},i} = \frac{cb_{\text{max}} - cb_{\text{min}}}{EE_{\text{Sum},i,\text{max}} - EE_{\text{Sum},i,\text{min}}} \quad \text{Gl. (6.14)}$$

$$cb_{\text{max}} > cb_{\text{min}} \quad \text{Gl. (6.15)}$$

Des Weiteren können in diesem Schritt die Schwankungsbreiten (vgl. Prognoseunsicherheit) der zur Verfügung stehenden Datensätze durch Eingabe festgelegt werden. Sowohl die positive als auch die negative Schwankungsbreite können über einen Wert ($\pm \lambda$ %) fixiert werden. Für die Leistungsoptimierung wird eine inkrementell linear ansteigende Prognoseunsicherheit für die Einspeiseleistungen aus Erneuerbaren Energien über den Tag festgelegt. Für die Kostenoptimierung hingegen liegt die Schwankungsbreite in Form der *Interquartile Range* (IQR) vor. Diese Schwankungsbreite bezieht sich auf die in Kapitel 5 ermittelten Werte.

Nachdem die Prozessstrukturdaten festgelegt worden sind, beginnt die (5) *Optimierung* mit der einmaligen Berechnung der Referenzkosten pro Tag i (KPT_i) für das gesamten Jahr. Mit den Referenzkosten werden die Kosten erfasst, die für den eingegebenen Produktionsprozess ohne Optimierung berechnet werden müssen, um einen Vergleich nach der Optimierung zu ermöglichen. Hierfür werden die oben beschriebenen Datensätze – in der Formel vereinfachend mit pr_{i0} dargestellt – herangezogen und mit den eingegebenen Produktionsprozessstrukturdaten und der Gesamtanzahl (A) an definierten Produktionsschritten und deren Eigenschaften (p_a , s_a und e_a) verknüpft. Der Zusammenhang wird in den folgenden Formeln exemplarisch für die Optimierung mit Viertelstundenpreisen dargestellt (Gl. (6.16) bis Gl. (6.25)). Analog funktioniert die Optimierung mit Stundenpreisen.

Bei der Berechnung der Kosten pro Tag sind vier Fälle zu unterscheiden. *Fall 1:* Die Startzeit s_a und die Endzeit e_a sind ungleich dem Vielfachen k von 15. *Fall 2:* Die Startzeit s_a ist ungleich dem Vielfachen k von 15 und die Endzeit e_a ist gleich dem Vielfachen k von 15. *Fall 3:* Die Startzeit s_a ist gleich dem Vielfachen k von 15 und die Endzeit e_a ist ungleich dem Vielfachen k von 15. *Fall 4:* Die Startzeit s_a und die Endzeit e_a sind gleich dem Vielfachen k von 15. Zur Berechnung werden die Hilfsvariablen \hat{a} , \hat{e} , \hat{w} , \hat{o} und \hat{u} eingeführt. Die Variable \hat{a} zeigt in welcher Viertelstunde j der jeweilige Produktionsschritt beginnt. Die Variable \hat{e} indiziert dies für die Endzeit des jeweiligen Produktionsschritts. Die Anzahl der Viertelstunden, die ein Produktionsschritt dauert, wird über die Variable \hat{w} ermittelt. Die Variablen \hat{o} und \hat{u} indizieren die obere bzw. untere Grenze der verwendeten Integrale. Alle eingeführten Hilfsvariablen sind Elemente der ganzen Zahlen.

$$KPT_i = \sum_{a=1}^A \left\{ \begin{array}{ll} \delta(t) + \sum_{j=\hat{a}+1}^{\hat{w}-1} \varepsilon(t) + \mu(t) & \text{für } s_a \text{ und } e_a \neq 15k \\ \delta(t) + \sum_{j=\hat{a}+1}^{\hat{w}-1} \varepsilon(t) & \text{für } s_a \neq 15k \text{ und } e_a = 15k \\ \sum_{j=\hat{a}}^{\hat{w}} \varepsilon(t) + \mu(t) & \text{für } s_a = 15k \text{ und } e_a \neq 15k \\ \sum_{j=\hat{a}}^{\hat{w}} \varepsilon(t) & \text{für } s_a = 15k \text{ und } e_a = 15k \end{array} \right. \quad \text{Gl. (6.16)}$$

mit

$$\delta(t) = \int_{s_a}^{\hat{o}} p_a(t) * pr_{i(\hat{a}+1)} dt \quad \text{Gl. (6.17)}$$

$$\varepsilon(t) = \int_{15j}^{15(j+1)} p_a(t) * pr_{i(j+1)} dt \quad \text{Gl. (6.18)}$$

$$\mu(t) = \int_{\hat{u}}^{e_a} p_a(t) * pr_{i(\hat{e}+1)} dt \quad \text{Gl. (6.19)}$$

$$\hat{a} = \frac{s_a}{15} \quad \text{Gl. (6.20)}$$

$$\hat{e} = \frac{e_a}{15} \quad \text{Gl. (6.21)}$$

$$\hat{w} = \frac{e_a - s_a}{15} \quad \text{Gl. (6.22)}$$

$$\hat{o} = 15 * (\hat{a} + 1) \quad \text{Gl. (6.23)}$$

$$\hat{u} = 15 * \hat{e} \quad \text{Gl. (6.24)}$$

Um die Berechnung und die Bedeutung der oben definierten Integrale zu veranschaulichen, dient die folgende Abbildung 68. Es wird illustriert, wie $\delta(t)$, $\varepsilon(t)$ und $\mu(t)$ zur Berechnung der Kosten eines Produktionsschritts eingesetzt werden. Das erste Integral $\delta(t)$ beschreibt die Berechnung der Kosten für den Zeitraum von der Startzeit des Produktionsschritts bis hin zum Beginn einer nächsten Viertelstunde bzw. der Gültigkeit eines neuen Preises. Das zweite Integral $\varepsilon(t)$ beschreibt die Berechnung

der Kosten für eine vollständige Viertelstunde. Existieren mehrere vollständige Viertelstunden über die Dauer des Produktionsschritts wird die gezeigte Summe verwendet. Das letzte Integral $\mu(t)$ beschreibt die Berechnung der Kosten für den Zeitraum von dem Zeitpunkt der Gültigkeit des letzten Preises bis hin zum Endzeitpunkt des Produktionsschritts.

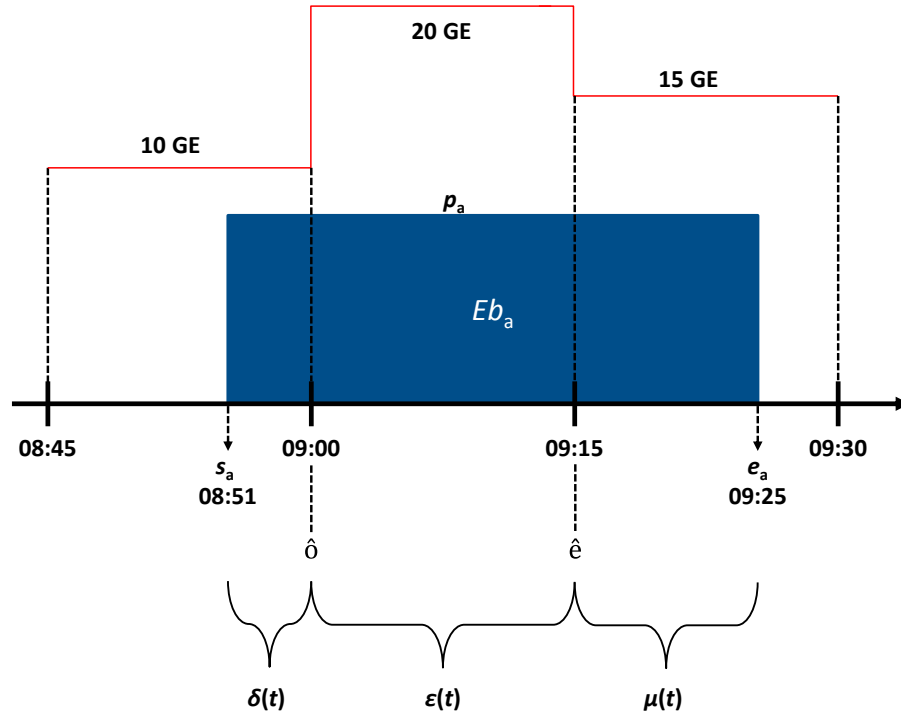


Abbildung 68: Erläuterung der Integrale zur Kostenberechnung

In der darauffolgenden Gl. (6.25) werden die Kosten für die Anzahl der Werktage (Montag bis Freitag; 250) des Jahres 2012 berechnet:

$$KPJ_{WT2012} = \sum_{i=1}^{250} KPT_i \quad \text{Gl. (6.25)}$$

Die gezeigte Formel wird ebenfalls im Optimierungsalgorithmus verwendet und im weiteren Verlauf näher erläutert. Nachdem der Datensatz ausgewählt, der Produktionsprozess mit seinen Produktionsschritten definiert und die Referenzkosten berechnet worden sind, startet die eigentliche Optimierung. Ziel der Optimierung ist es, die Referenzkosten unter Berücksichtigung der Abhängigkeiten und Bedingungen maximal zu unterbieten. In diesem Schritt wird wahlweise Zielfunktion 1 oder 2 ausgeführt.

Der sechste und letzte Schritt des Modells (6) *Grafische und numerische Ausgabe* exportiert die Ergebnisse in entwickelte Diagramme und Tabellen, die eine weitere Auswertung und die Evaluation der Optimierungsergebnisse ermöglichen. Durch die Zwei-Wege-Darstellung bietet sich die Möglichkeit, zum einen Vorher-Nachher-Vergleich auf grafischer Ebene für einen Tag schnell erfassen und

zum anderen die numerischen Ergebnisse für ein gesamtes Jahr auswerten zu können. Die Optimierung wird für jeden Tag, der in den Datensätzen vorhanden ist, durchgeführt. Es werden Zielgrößen im Vorher-Nachher-Vergleich für jeden Tag dargestellt und die Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Nutzung Erneuerbarer Energien bzw. die Einsparungen hinsichtlich der Strombezugskosten ermittelt. Somit erfolgt eine tägliche bzw. jährliche Darstellung der Effizienzsteigerung bzw. der Kostenreduktion. Welche Aussagen daraus abgeleitet werden können, wird in Kapitel 6.3.2 erläutert. Nachdem die Grundzüge der Struktur des REFI-Modells erläutert worden sind, wird auf den folgenden Seiten die (5) *Optimierung* detailliert vorgestellt (vgl. Abbildung 69).

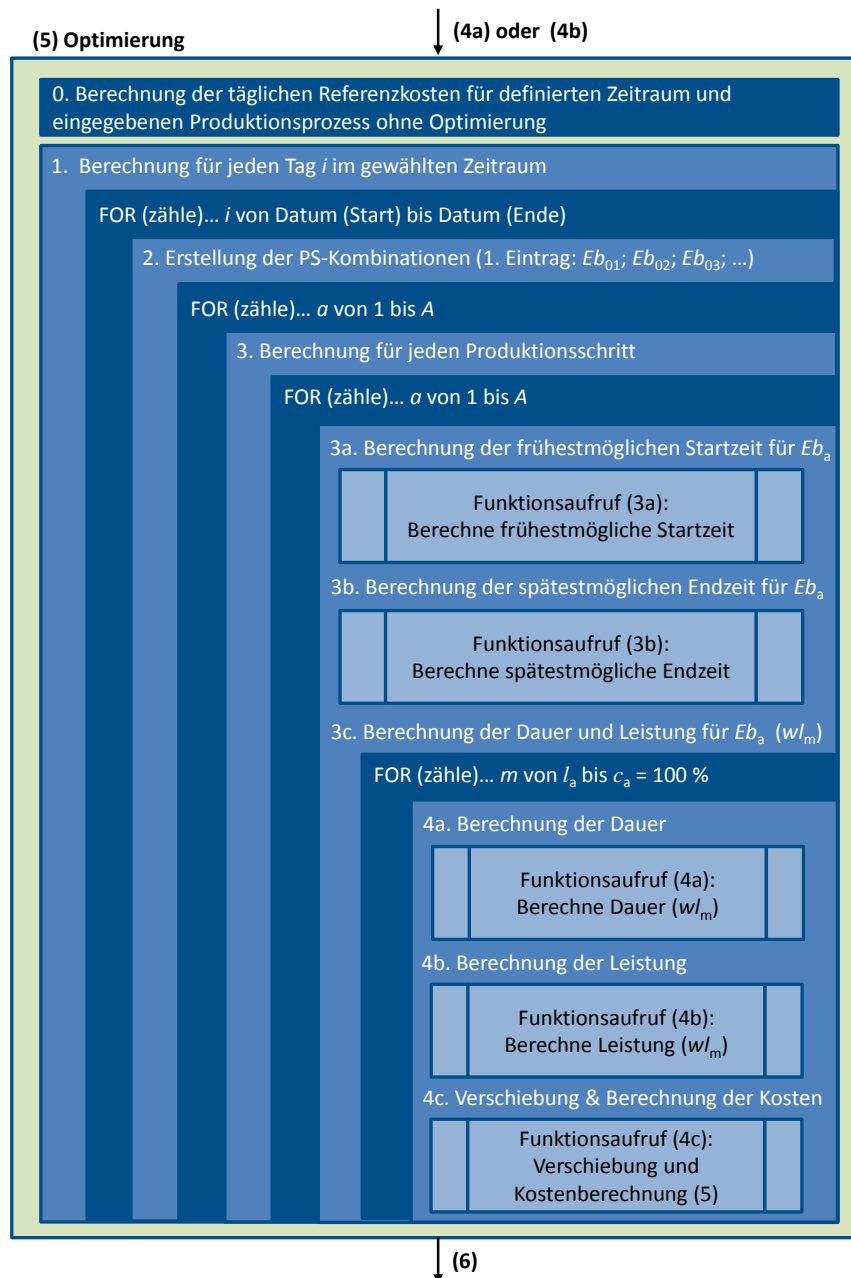


Abbildung 69: Übersicht der Optimierung des REFI-Modells

Zugrunde gelegt wird ein Produktionsprozess mit drei Produktionsschritten (Eb_{01} ; Eb_{02} ; Eb_{03}). Wie bereits erwähnt besteht jeder Produktionsschritt vereinfachend aus einem Energieblock. Zu Beginn

der Optimierung wird über die Anzahl der Tage i des definierten Zeitraums und über die Anzahl der Produktionsschritte (A) die Anzahl der Iterationen der FOR-Schleifen definiert. Der Optimierungsalgorithmus besteht auf der ersten Ebene aus insgesamt vier ineinander verschachtelten FOR-Schleifen (vgl. Abbildung 69). Die entwickelte Schachtelung der Schleifen ermöglicht es, während der Optimierung Tests für alle möglichen Kombinationen an Prozessschritten durchführen zu können.

Im ersten Schritt der Optimierung wird die erste Produktionsschritt Kombination als ein Listeneintrag für die Produktionsschrittkombinationsliste generiert, die nach Durchlauf der gesamten Optimierung alle möglichen Produktionsschrittkombinationen umfasst. Der zweite Eintrag erfolgt erst, wenn die erste Produktionsschritt Kombination vollständig optimiert wurde. Hierbei zu beachten, dass die Reihenfolge der Produktionsschritte unabhängig von den oben definierten Abhängigkeiten festgelegt wird. Die Abhängigkeiten werden während der Optimierung berücksichtigt. Die unten stehende Abbildung 70 visualisiert die erläuterte Vorgehensweise.

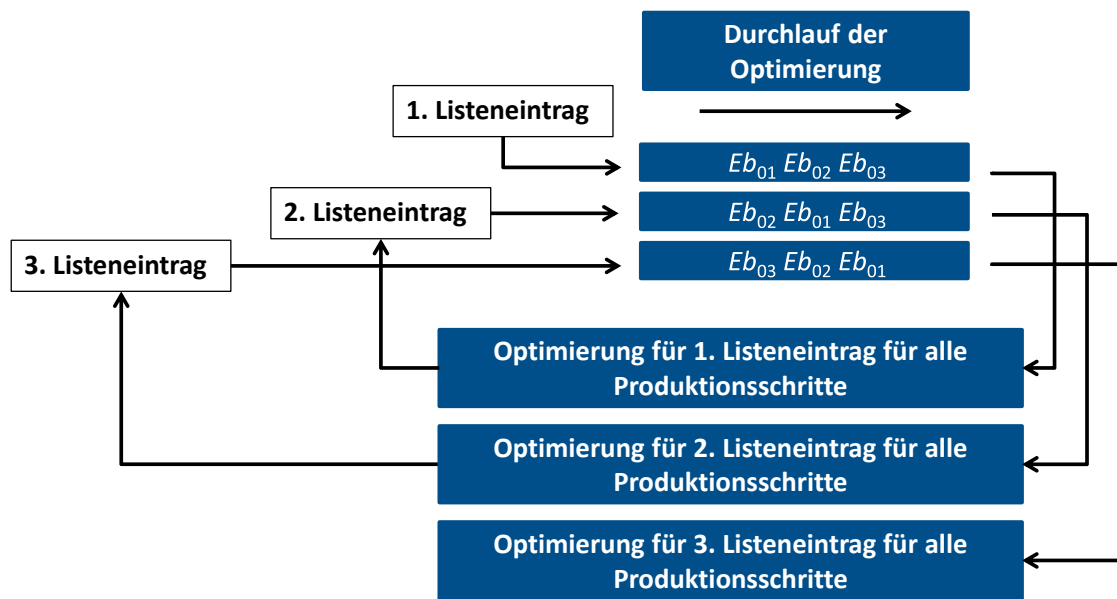


Abbildung 70: Vorgehensweise des REFI-Modells

Die erste Produktionsschrittkombination ($Eb_{01}; Eb_{02}; Eb_{03}$) wird an den Optimierer übergeben. Begonnen wird nun mit dem ersten Produktionsschritt Eb_{01} . Aufgrund der Rekursion und der sehr hohen Anzahl an Iterationen beschränkt sich die Beschreibung des Optimierungsalgorithmus auf diesen Produktionsschritt. Befindet sich die erste Produktionsschrittkombination Eb_{01} , Eb_{02} und Eb_{03} im Optimierer, werden zu Beginn die frühestmögliche Startzeit s'_{01} und die spätestmögliche Endzeit e'_{01} des ersten Produktionsschritts Eb_{01} berechnet. Dieses erfolgt wie in Abbildung 71 dargestellt. Für Produktionsschritt Eb_{01} wird in Funktion (3a) (vgl. Abbildung 69) gefragt, ob dieser einen Vorgänger (V) hat. Da Produktionsschritt Eb_{01} der erste Produktionsschritt des gesamten Produktionsprozesses ist, ist dies nicht der Fall. Folglich wird für Produktionsschritt Eb_{01} die gesetzte Liveline ll_{pp} bzw. der Tagesbeginn als frühestmögliche Startzeit s'_{01} terminiert. Mit dieser Terminierung ist für Produktionsschritt Eb_{01} der Funktionsaufruf (3a) beendet. Nach Setzung der frühestmöglichen Startzeit s'_{01} wird zur Bestimmung der spätestmöglichen Endzeit e'_{01} für den ersten Produktionsschritt Eb_{01} in Funktion (3b) nach den Nachfolgern (N) gefragt (vgl. Abbildung 69). Für Produktionsschritt Eb_{01} existieren insgesamt zwei Nachfolger (Produktionsschritt Eb_{02} und Produktionsschritt Eb_{03} ; $N = 2$). Im Folgenden

wird abgefragt, ob Produktionsschritt Eb_{02} optimiert ist. Dies ist nicht der Fall. Somit ist die frühestmögliche Startzeit s'_{02} und die spätestmögliche Endzeit e'_{02} des zweiten Produktionsschritt Eb_{02} noch nicht bekannt. Um die für die Funktion (3b) relevante spätestmögliche Endzeit e'_{02} herauszufinden, wird über den rekursiven Aufruf der Funktion (3b) nach den Nachfolgern von Produktionsschritt Eb_{02} gefragt. Für den Produktionsschritt Eb_{02} existiert der dritte Produktionsschritt Eb_{03} als Nachfolger. Dieser ist ebenfalls noch nicht optimiert, somit ist wie für den zweiten Produktionsschritt Eb_{02} die frühestmögliche Startzeit s'_{03} und die spätestmögliche Endzeit e'_{03} des dritten Produktionsschritts Eb_{03} noch nicht bekannt. Um die spätestmögliche Endzeit e'_{03} für Produktionsschritt Eb_{03} bestimmen zu können, werden über den zweiten rekursiven Aufruf der Funktion (3b) die Nachfolger von Produktionsschritt Eb_{03} ermittelt. Produktionsschritt Eb_{03} hat keine Nachfolger, da er der letzte Produktionsschritt des gesamten Prozesses ist. Folglich wird als spätestmögliche Endzeit e'_{03} für Produktionsschritt Eb_{03} die Deadline d_{lp} bzw. das Tagesende gesetzt. Die Funktion (3b) hat die spätestmögliche Endzeit e'_{03} des Produktionsschritt Eb_{03} bzw. die spätestmögliche Endzeit e'_A des gesamten Prozesses ermittelt. Darauf folgend wird die Dauer $d_{03;(100\%)}$ des Produktionsschritts Eb_{03} bei 100%-iger Auslastung berechnet. Um die spätestmögliche Endzeit e'_{02} für den Produktionsschritt Eb_{02} bestimmen zu können, die der frühestmöglichen Startzeit s'_{03} entspricht, wird nun die errechnete Dauer $d_{03;(100\%)}$ des Produktionsschritts Eb_{03} von der spätestmöglichen Endzeit e'_{03} (hier: Deadline d_{lp} bzw. Tagesende) subtrahiert. Nun berechnet die Funktion (3b) die Dauer $d_{02;(100\%)}$ des Produktionsschritts Eb_{02} bei 100 %-iger Auslastung. Durch die Subtraktion der Dauer $d_{02;(100\%)}$ des Produktionsschritts Eb_{02} von der spätestmöglichen Endzeit e'_{02} wird die frühestmögliche Startzeit s'_{02} bzw. der gesuchte Wert die spätestmögliche Endzeit e'_{01} des Produktionsschritts Eb_{01} terminiert. Abbildung 71 fasst die beschriebene Berechnungslogik zusammen.

Funktionsaufrufe der (5) Optimierung (1/3)

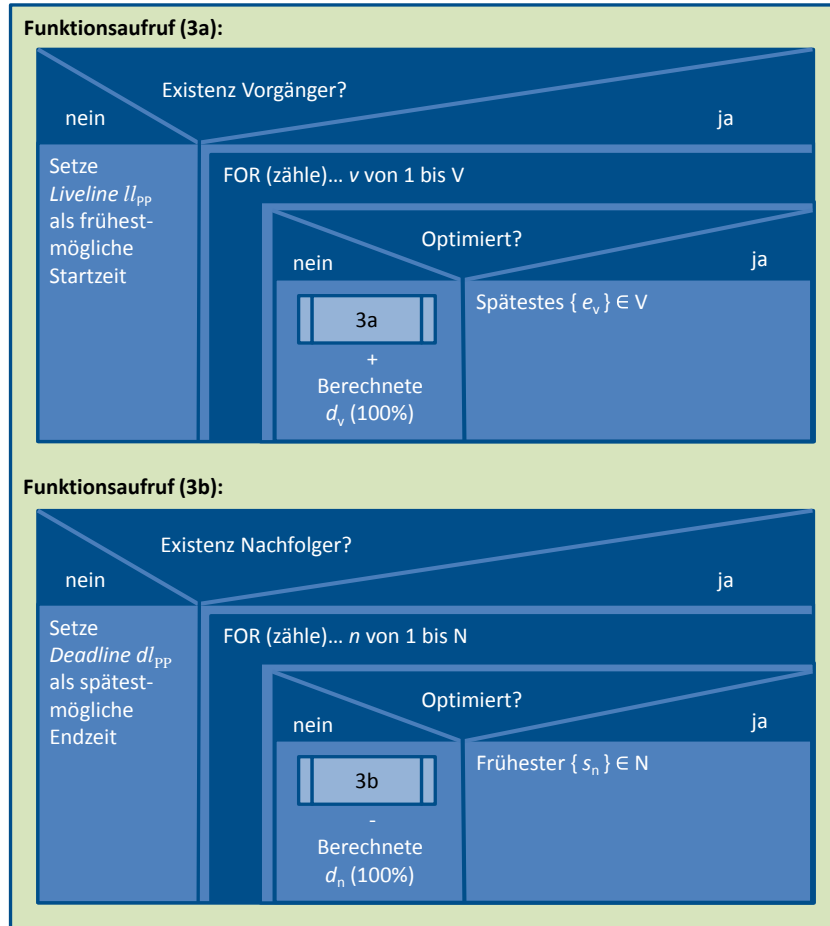


Abbildung 71: Struktogramm für die Berechnung der frühestmöglichen Startzeit und der spätestmöglichen Endzeit

Sind diese beiden Zeiten (s'_{01} und e'_{01}) für den ersten Produktionsschritt Eb_{01} bestimmt, werden die Funktionen (4a), (4b) und (4c) aufgerufen (vgl. Abbildung 72). Diese drei Funktionen sind in die vierte FOR-Schleife des REFI-Modells eingebettet. Im Rahmen dieser Schleife wird die Testauslastung w/m mit m von l_{01} bis $c_{01} = 1$ (100 %) variiert. Für jede Auslastung zwischen diesen zwei genannten Werten wird die Dauer und die Leistung berechnet. Da die Produktionsschritte nur ihre Form, nicht jedoch ihren Energiebedarf ändern (der Flächeninhalt vor und nach der Optimierung bleibt gleich), verlängert sich dementsprechend bei einem niedrigen Leistungswert die Dauer des Produktionsschrittes. Ist die Dauer länger als die ermittelte Zeitspanne (*Range*) von frühestmöglicher Startzeit s'_{01} und spätestmöglicher Endzeit e'_{01} wird dieses Ergebnis verworfen und nicht weiter beachtet. Dies wird in Funktion (4c) Abbildung 72 realisiert. Liegt das Ergebnis in der *Range*, beginnt der Prozess der Verschiebung mit entsprechender Kostenberechnung je Verschiebungsschritt. Als Startwert s_{01r} für die Verschiebung wird die in Funktion (3a) ermittelte frühestmögliche Startzeit s'_{01} verwendet. Die Verschiebung des Produktionsschrittes Eb_{01} erfolgt in Minutenzeitschritten. Diese Verschiebung wird mit einer DO...WHILE-Schleife solange durchgeführt bis der Endwert e_{01r} nach dem in der Funktion (3b) in Abbildung 71 ermittelten Wert für die spätestmögliche Endzeit e'_{01} liegt bzw. gleich ist. Als erster Endwert e_{01r} wird die mittels der Funktion (3b) berechnete Dauer d_{01m} des betrachteten Produktionsschrittes zum genannten Startwert s_{01r} addiert.

Funktionsaufrufe der (5) Optimierung (2/3)

Funktionsaufruf (4a) und (4b):

$$d_{am} = (e_{am} - s_{am}) * c_{am} / w l_m$$

$$p_{am} = p_{am} / c_{am} * w l_m$$

Funktionsaufruf (4c):

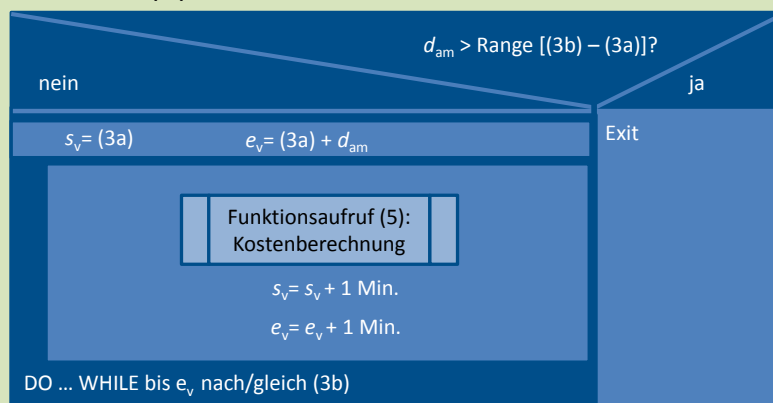


Abbildung 72: Struktogramm für die Berechnung der Dauer und Leistung des Produktionsschritts und für die Berechnung der Kosten für jeden Verschiebungsschritt

Die Kostenberechnung wird in der Funktion (5) in Abbildung 74 umgesetzt. Die Kostenberechnung für den Produktionsschritt Eb_{01} wird wie folgt durchgeführt und anhand eines Zahlbeispiels im folgenden Absatz illustriert.

Der erste Produktionsschritt Eb_{01} wird betrachtet. Die unter Funktion (3a) ermittelte frühestmögliche Startzeit s'_{01} ist die Liveline ll_{pp} , die in unserem Beispiel bei 08:30 Uhr - bei der 510. Minute des Tages - liegt (vgl. Abbildung 73). Die Funktion (5) prüft, ob für die gesamte Dauer des Produktionsschritts Eb_{01} Preisdaten vorhanden sind. Dies sollte in der Regel der Fall sein, falls nicht, bricht die Optimierung ab. Bei positiver Prüfung wird zu Beginn die Dauer d_{01m} gleich der Restlaufzeit z_{01m} gesetzt - hier: 70 Minuten. Des Weiteren wird die Variable *last zone* lz mit der frühestmöglichen Startzeit s'_{01} initialisiert. Die angewandte FOR-Schleife zählt über alle vorhandenen Preiszonen. Werden Viertelstundenpreise des *Intraday*-Markts der EPEX zur Optimierung verwendet, betrachtet die Schleife alle 96 Preiszonen pro betrachtetem Tag. Im Rahmen der Schleife wird geprüft, ob die frühestmögliche Startzeit s'_{01} vor bzw. in der Preiszone pz_x liegt. Ist dies der Fall, wird die Dauer prd bestimmt, die das Zeitfenster erfasst, in dem der Produktionsschritt in der betrachteten Preiszone - in unserem Fall in der pz_2 - läuft. Die Dauer prd errechnet sich aus der Subtraktion vom Zeitwert der Preiszone pz_x - hier: 540 Minuten - und der *last zone* - hier: 510 Minuten. Nach Berechnung der Dauer prd wird überprüft, ob die Dauer prd größer als die oben gesetzte Restlaufzeit z_{01m} ist. Dies ist in

der Regel nicht der Fall. Als nächster Schritt werden die Kosten pro Preiszone c_{pp} berechnet. Hierfür werden die Größen Dauer in der Preiszone prd , Preis für diese Preiszone pr_{ij} (p_{z_x}) und die Leistung in Abhängigkeit von der Auslastung p_{am} (c_{am}) miteinander multipliziert. Abschließend wird eine neue Restlaufzeit z_{02m} berechnet (s. Abbildung 73 und Abbildung 74) und eine neue Bedingung eingeführt: Wenn die Restlaufzeit $z_{02m} \leq 0$ ist, soll die Schleife beendet werden. Darüber hinaus wird die *last zone* auf die letzte Preiszone gesetzt. Die folgenden zwei Abbildungen illustrieren die beschriebene Vorgehensweise und verdeutlichen noch einmal die Bedingungen und die Berechnung der einzelnen Größen. Abbildung 74 fasst die Vorgehensweise der Kostenberechnung zusammen.

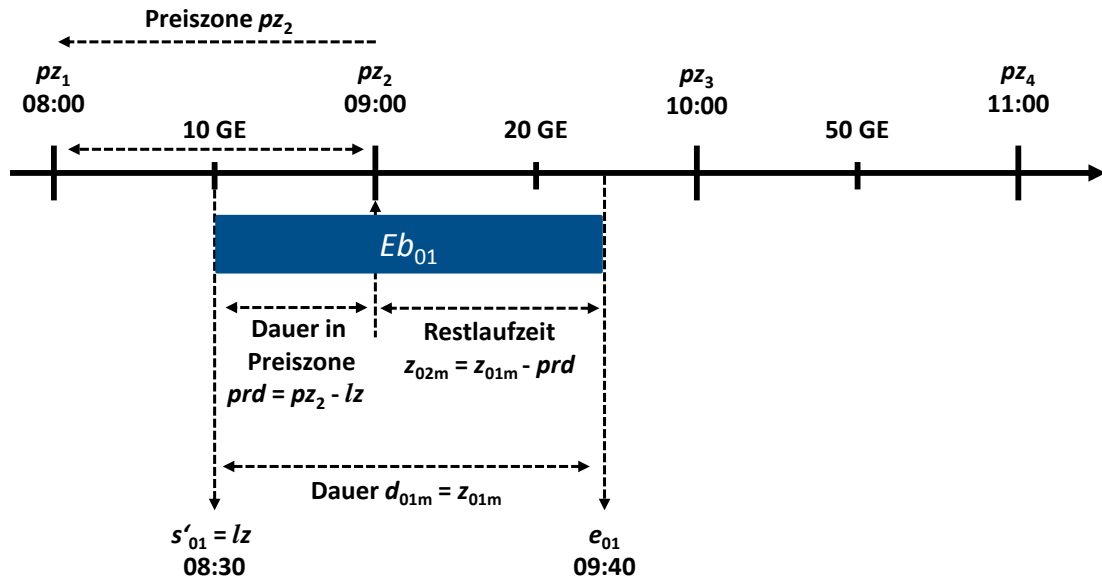


Abbildung 73: Illustration zur Berechnung der last zone und Restlaufzeit für den ersten Verschiebungsschritt

Funktionsaufrufe der (5) Optimierung (3/3)

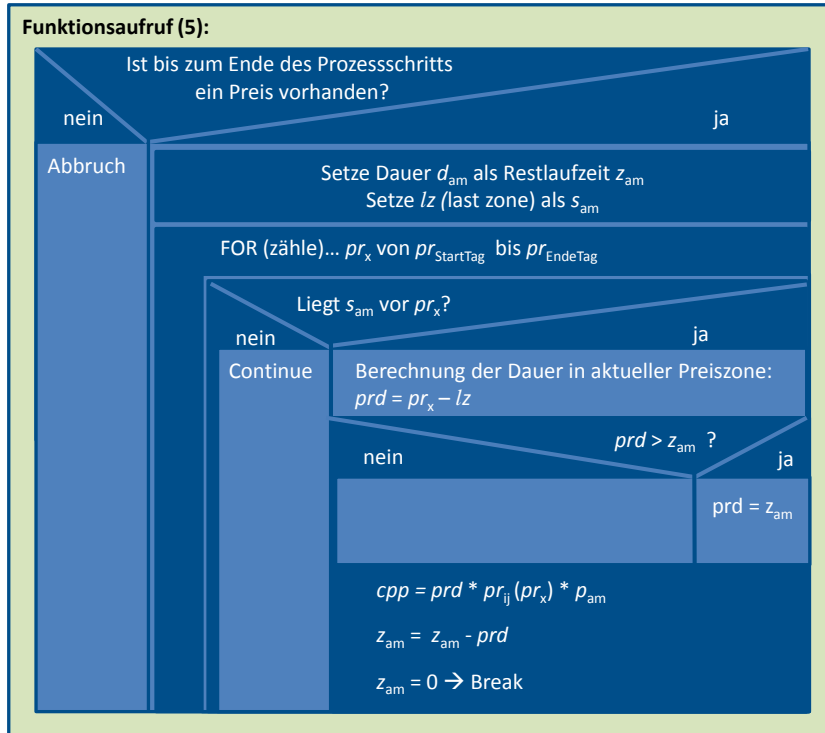


Abbildung 74: Struktogramm für die Berechnung der Kosten des Produktionsschritts für jeden Verschiebungsschritt

Nachdem die Kosten des Produktionsschritts Eb_{01} für die erste Verschiebung und Dauer/Auslastung berechnet worden sind, wird der Wert gespeichert. Es erfolgt die nächste Verschiebung und die damit verbundene Kostenberechnung. Nach dem Vergleich der zwei ermittelten Werte, wird der jeweils bessere für den weiteren Vergleich gespeichert. Ist der erste Produktionsschritt Eb_{01} der ersten Prozessschrittkombination durch die gesamte Optimierung gelaufen, werden die beschriebenen Schritte für den zweiten Produktionsschritt Eb_{02} der ersten Produktionsschrittkombination angewendet. Anschließend wird der dritte Produktionsschritt Eb_{03} der ersten Produktionsschrittkombination optimiert. Nachdem die erste Produktionsschrittkombination optimiert worden ist, wird die zweite Produktionsschrittkombination mit der Reihenfolge Eb_{02} , Eb_{01} und Eb_{03} optimiert. Zuletzt wird die dritte und letzte Produktionsschrittkombination mit der Reihenfolge Eb_{03} , Eb_{02} und Eb_{01} optimiert. Konnten die Tests für diese Kombinationen durchgeführt werden, liegt ein optimales Ergebnis vor. Dieses wird exportiert (s. Abbildung 66).

Im folgenden Kapitel wird im Detail auf die Implementierung eingegangen. Es werden der Machbarkeitsnachweis erbracht, die Konfiguration der einzelnen Parameter dargelegt und die Herausforderungen bei der Implementierung erläutert. Darauf folgend werden die Ergebnisse diskutiert und evaluiert. Abschließend wird in Kapitel 7 ein Gesamtfazit gezogen und erörtert, auf welchen Gebieten sowohl aus wissenschaftlicher als auch aus praktischer Perspektive Handlungs- bzw. Forschungsbedarf besteht.

6.3. Implementierung des REFI-Modells im Rahmen einer Fallstudie

Nach der Konzeptionierung (Kapitel 6.2) wird die Implementierung des REFI-Modells durchgeführt. Anhand eines in der Praxis existierenden Produktionsprozesses wird das Modell auf Validität geprüft. Basierend auf vorangegangenen Untersuchungen konnte in dem betrachteten Industrieunternehmen die Bereitschaft zur Anwendung von DSI-Maßnahmen ermittelt werden.

6.3.1. Konfiguration und Simulation des REFI-Modells in der Fallstudie

Für die Anwendung des REFI-Modells werden im Vorfeld die in Kapitel 6.2 beschriebenen Parameter definiert. In der Fallstudie wird die Liveline auf 06:00 Uhr und die Deadline auf 20:00 Uhr terminiert. Diese Werte entsprechen dem realen Produktionszeitfenster des betrachteten Industrieunternehmens. Die Festlegung dieser beiden Parameter bedeutet, dass das Industrieunternehmen seinen Produktionsprozess nur in diesem Zeitfenster optimieren bzw. flexibilisieren kann. Der analysierte Produktionsprozess besteht aus 15 Produktionsschritten und umfasst eine Dauer von 10 Stunden. Werden nun die Zeitfenster „Liveline/Deadline“ und „Produktionsprozessdauer“ betrachtet, lässt sich ein Flexibilitätsfenster von 4 Stunden identifizieren. Trivial ist, dass mit einem größer werdenden Flexibilitätsfenster die Flexibilitätsoptionen bzw. die Einsparpotenziale ansteigen. Nicht evident hingegen ist, inwieweit sich die Einsparpotenziale verhalten, wenn sich bei ansonsten gleichbleibender Produktionsprozessdauer und Leistung die Anzahl der Produktionsschritte ändert. Unter Berücksichtigung dieses Aspekts wird die Vergleichbarkeit zwischen Produktionsprozessen mit einer unterschiedlichen Anzahl an Produktionsschritten gewährleistet. Um anschließend eine Aussage darüber tätigen zu können, ob die Anzahl der Produktionsschritte Einfluss auf das Flexibilitätspotenzial hat, werden die Produktionsschritte des betrachteten Produktionsprozesses im Rahmen der Evaluierung von 15 auf 10 reduziert. Da von einer gleichbleibenden Dauer und Leistung ausgegangen werden muss, wird die Dauer bzw. die Leistung der fünf wegfallenden Produktionsschritte gleichmäßig auf die zehn verbleibenden Produktionsschritte verteilt.

Im Kontext der Produktionsprozessstruktur werden folgende Abhängigkeiten definiert (vgl. Abbildung 75, S. 116): Es besteht eine vollständige Abhängigkeit aller Produktionsschritte zueinander, was im Einzelnen bedeutet, dass kein Produktionsprozess gestartet werden kann, bevor der Vorgänger beendet ist. Die parallel laufenden Produktionsschritte 4 und 5 haben Produktionsschritt 3 als Vorgänger und Produktionsschritt 6 als Nachfolger. Produktionsschritt 1 ist als „Ramp up“-Prozess und Produktionsschritt 15 als „Ramp down“-Prozess definiert. Hinsichtlich der Abhängigkeiten ist als trivialer Aspekt festzuhalten, dass sich mit steigender Anzahl an Abhängigkeiten die Flexibilitäts- bzw. Einsparpotenziale verringern. Sind alle Prozessschritte unabhängig voneinander, werden alle zur gleichen Stelle (Preisminimum bzw. -maximum an Erneuerbaren Energien) verschoben und die Einsparung somit – bezogen auf den Arbeitspreis – maximiert. Bestehen Abhängigkeiten zwischen den Prozessschritten, kann das Flexibilitäts- bzw. Einsparpotenzial nur unter Berücksichtigung dieser Abhängigkeiten ausgeschöpft werden.

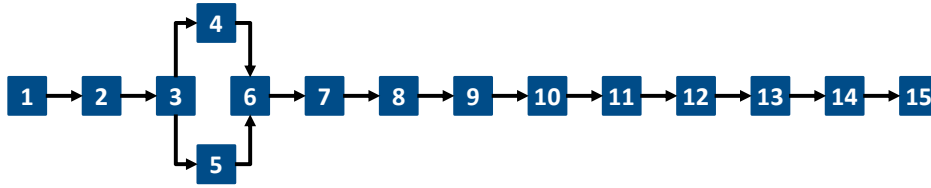


Abbildung 75: Definierte Produktionsprozessstruktur

In der folgenden Tabelle (vgl. Tabelle 14) werden die 15 Produktionsschritte über die Parameter Startzeitpunkt (s_a), Endzeitpunkt (e_a), Dauer (d_a), Leistung (p_a), Leistungsgradient (pg_{ax}), Auslastung (c_a) und Teillast (l_a) individuell definiert. Diese Werte beschreiben die initiale Konfiguration des Produktionsprozesses. Unter Berücksichtigung der festgelegten Abhängigkeiten der Produktionsschritte und der jeweiligen Parameter werden diese Werte im Rahmen der Optimierung adaptiert. Die Werte sind an den realen Produktionsprozess angelehnt wurden jedoch aufgrund der Geheimhaltungsvereinbarung mit einem Zufallsfaktor stark verfremdet.

Tabelle 14: Konfiguration des Produktionsprozesses mit 15 Produktionsschritten

PS Nr.	s_a in hh:mm	e_a in hh:mm	d_a in hh:mm	p_a in kW	pg_{ax} in 1	c_a in %	l_a in %
1	08:00	08:22	00:22	130	Pos. Dreieck	100	36
2	08:22	10:10	01:48	212	Rechteck	95	35
3	10:10	11:04	00:54	187	Rechteck	85	49
4	11:04	11:41	00:37	180	Rechteck	93	7
5	11:04	11:57	00:53	543	Rechteck	88	48
6	11:57	13:00	01:03	750	Rechteck	97	56
7	13:00	14:48	01:48	110	Rechteck	95	40
8	14:48	15:20	00:32	710	Rechteck	96	60
9	15:20	16:05	00:45	215	Rechteck	99	52
10	16:05	16:20	00:15	150	Rechteck	97	58
11	16:20	16:45	00:25	180	Rechteck	82	2
12	16:45	17:10	00:25	530	Rechteck	100	41
13	17:10	17:20	00:10	116	Rechteck	88	27
14	17:20	17:40	00:20	500	Rechteck	89	50
15	17:40	18:00	00:20	250	Neg. Dreieck	100	80

Bei genauerer Betrachtung der Tabelle fällt auf, dass die Summe der Dauern aller Prozessschritte deutlich über den oben genannten 10 Stunden liegt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Produktionsschritte 4 und 5 parallel laufen. Für den Beginn von Produktionsschritt 6 muss in diesem Fall der Abhängigkeit die späteste Endzeit der vorgelagerten Produktionsschritte 4 und 5 gewählt werden (vgl. e_5). Somit verfügt Produktionsschritt 4 über eine freie Pufferzeit von 16 Minuten. Alle anderen Prozessschritte liegen auf dem kritischen Pfad.⁵⁶

Um untersuchen zu können, welche Abhängigkeit zwischen den Einsparpotenzialen und der Anzahl der Produktionsschritte besteht, wird der beschriebene Produktionsprozess umgewandelt, in dem die Gesamtleistung und -dauer gleich bleiben und nur die Anzahl der Produktionsschritte variiert wird. Da der gewählte Produktionsprozess einem realen Produktionsprozess entspricht, wurde sich für eine Umwandlung entschieden, die in der Praxis durchführbar wäre. Dies bedeutet, dass eine Reduktion der Produktionsschritte von 15 auf bspw. 3 nicht weiter betrachtet wird. Für die Umwandlung des Produktionsprozesses mit 15 Produktionsschritten in einen Produktionsprozess mit 10 Produktionsschritten werden jeweils die Dauern und die Leistungen der letzten 5 Produktionsschritte summiert. Die Gesamtdauer der letzten 5 Produktionsschritte beträgt 100 Minuten. Die Gesamtleistung liegt bei 1.576 kW (vgl. Tabelle 14). Werden Dauer und Leistung durch die Anzahl der verbleibenden 10 Produktionsschritte dividiert, ergibt sich eine Dauer von 10 Minuten und eine Leistung von 157,6 kW, die jeweils gleichmäßig auf die verbleibenden 10 Produktionsschritte addiert werden muss. Dies bedeutet, dass die 10 Produktionsschritte mit der neuen Konfiguration – nach der Addition – die Gesamtleistung und die Gesamtdauer des Produktionsprozesses mit 15 Produktionsschritten abbilden. Die unten stehende Tabelle 15 zeigt den Produktionsprozess mit 10 Produktionsschritten und den neuen Werten für Dauer und Leistung.

Tabelle 15: Konfiguration des Produktionsprozesses mit 10 Produktionsschritten

PS Nr.	s_a in hh:mm	e_a in hh:mm	d_a in hh:mm	p_a in kW	pg_{ax} in 1	c_a in %	l_a in %
1	08:00	08:32	00:32	287,6	Pos. Dreieck	100	36
2	08:32	10:30	01:58	369,6	Rechteck	95	35
3	10:30	11:34	01:04	344,6	Rechteck	85	49
4	11:34	12:11	00:37	337,6	Rechteck	93	7
5	11:34	12:47	01:13	700,6	Rechteck	88	48
6	12:47	14:00	01:13	907,6	Rechteck	97	56
7	14:00	15:58	01:58	267,6	Rechteck	95	40
8	15:58	16:40	00:42	867,6	Rechteck	96	60
9	16:40	17:35	00:55	372,6	Rechteck	99	52
10	17:35	18:00	00:25	307,6	Neg. Dreieck	97	58

⁵⁶ Begriffe aus der Netzplantechnik: Die Netzplantechnik ermöglicht nicht nur die Beschreibung von Vorgängen zwischen denen eine bestimmte Abhängigkeit besteht, sondern identifiziert auch die bestehenden Pufferzeiten und den kritischen Pfad. Für den kritischen Pfad gilt, dass sich jede Verzögerung eines Vorgangs direkt auf die Endzeit auswirkt. Folglich ist die Gesamtpufferzeit auf dem kritischen Pfad gleich Null.

Nachdem der Produktionsprozess in beiden Varianten im Detail vorgestellt worden ist, wird auf die Datengrundlage der Optimierung eingegangen. Beide Produktionsprozesse werden unabhängig voneinander mit unterschiedlichen Datensätzen (Zielfunktion 1 und Zielfunktion 2) optimiert. Zum einen werden die Produktionsprozesse anhand der Datensätze der EPEX (Viertelstunden- und Stundenpreise) (Zielfunktion 1) und zum anderen auf Basis der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien inkl. der entwickelten Preisfunktion (Leistung-Preis-Zuordnung) optimiert (Zielfunktion 2). Hinsichtlich der Datenbasis für die Optimierung wird das Jahr 2012 betrachtet. Durch die in Kapitel 5 durchgeführten Analysen und die dadurch gewonnene Erkenntnis, dass das Preisniveau und der Preisverlauf während eines Tages an Wochenenden und Feiertagen deutlich von dem unter der Woche abweicht, werden für die Fallstudie lediglich die Preise der Werktage 2012 herangezogen. Dies bedeutet, dass alle Wochenenden, Feiertage und Halbfeiertage (Heiliger Abend und Silvester) nicht in die Analyse mit einfließen. Somit werden für das Jahr 2012 248 Tage betrachtet. Nachdem die Konfiguration dargelegt worden ist, werden im folgenden Kapitel die Vorgehensweise der Ergebnisauswertung und die Ergebnisse illustriert.

6.3.2. Ergebnisse des REFI-Modells zur Fallstudie

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Simulationsergebnisse zu den zwei in Kapitel 6.2.4 genannten Zielfunktionen dargestellt. Anhand der unten gezeigten Grafik (Abbildung 76) wird die Vorgehensweise der Ergebnisauswertung erläutert. Insgesamt werden zweimal drei Simulationen durchgeführt (rote Pfeile). Basierend auf den drei unterschiedlichen Datensätzen – Viertelstundenpreise, Stundenpreise und Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien inkl. Kostenfunktion – werden drei Simulationen für die zwei in Kapitel 6.3.1 beschriebenen Konfigurationen des Produktionsprozesses ausgeführt. Die Ergebnisse der insgesamt sechs Simulationen werden in drei Ergebnisbereiche aufgeteilt. Diese drei Ergebnisbereiche – dargestellt durch blaue Pfeile – umfassen die zeitlichen und statistischen Verteilung (V), die Höhe (H) und die Flexibilität (F). Wird bspw. das Ergebniselement $V15ee$ betrachtet, handelt es sich um die Darstellung und Auswertung der zeitlichen und statistischen Verteilung der Einsparpotenziale, wenn der Optimierung der Produktionsprozess mit 15 Produktionsschritten und die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien zugrunde gelegt werden.

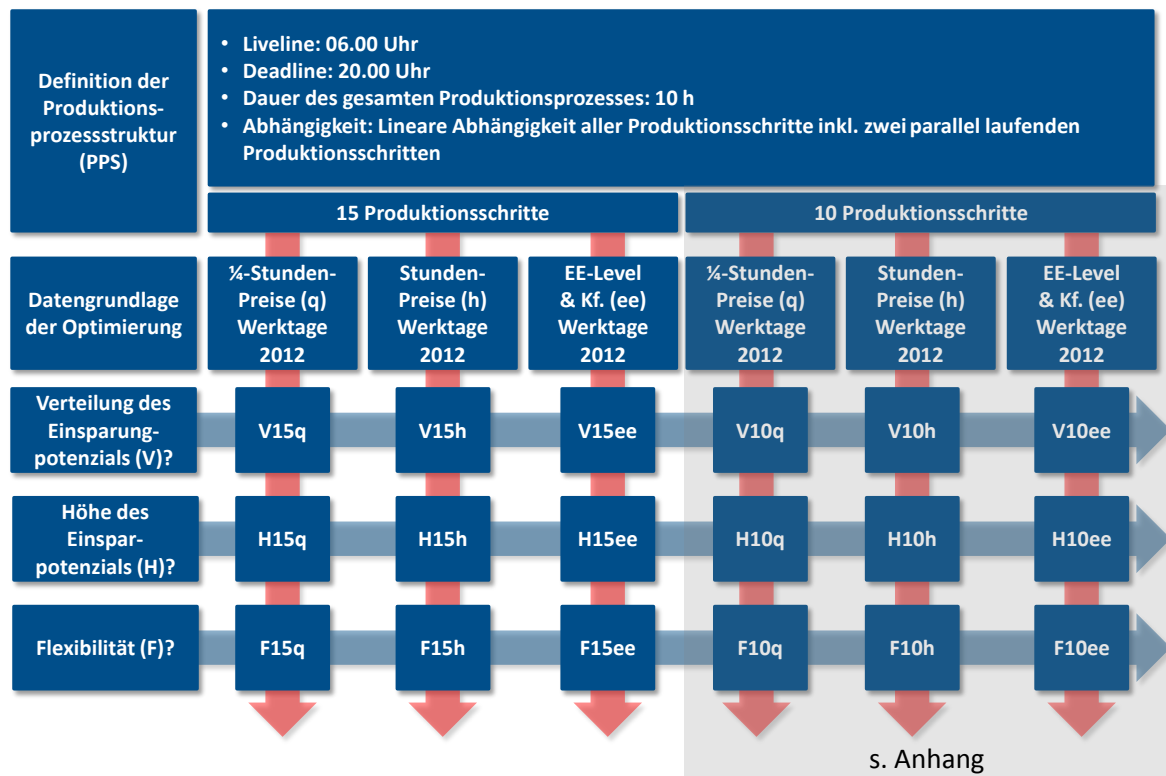


Abbildung 76: Methodik der Ergebnisauswertung der Simulation des REFI-Modells

Vorab konnte die Erkenntnis gewonnen werden, dass sich die Simulationsergebnisse zwischen den zwei beschriebenen Konfigurationen des Produktionsprozesses nur marginal unterscheiden. Aus diesem Grund wird auf die detaillierte Darstellung der zweiten Konfiguration des Produktionsprozesses (10 Produktionsschritte) im Fließtext verzichtet. Auf den folgenden Seiten werden daher lediglich die Simulationsergebnisse der ersten Konfiguration des Produktionsprozesses (15 Produktionsschritte) ausführlich dargestellt. In der jeweiligen Zusammenfassung eines Ergebnisbereichs (V , H und F) werden die Ergebnisse der zweiten Konfiguration ergänzend illustriert. Sämtliche Abbildungen zu den Ergebnissen der zweiten Konfiguration sind in Anhang A.6 zu finden. Abschließend wird in diesem Kapitel exemplarisch an einem Beispieltag die grafische Vorher-Nachher-Darstellung illustriert. Sämtliche Darstellungen dieses Vorher-Nachher-Vergleichs sind für die Simulationen 15q und 15ee in Anhang A.8 zu finden.

Jeder Ergebnisbereich wird anhand der folgenden Struktur ausgewertet. Es wird ermittelt, welche zeitliche und statistische Verteilung vorliegt und ob zwischen den Simulationsergebnissen mit unterschiedlicher Datenbasis Zusammenhänge bzw. Unterschiede zu erkennen sind. Nachdem die Verteilung der Einsparpotenziale illustriert worden ist, wird auf die Höhe der Einsparpotenziale und deren statistischen Größen eingegangen. Es wird dargestellt, wie hoch die monatlichen und täglichen Einsparungen sind und welches Maximum und Minimum jeweils auftritt. Ergänzend dazu werden Mittelwert und Median ausgewiesen, die IQR und das 90 %-Perzentil ermittelt. Sind diese Werte gefunden, wird unter dem letzten Punkt der Ergebnisdarstellung die Flexibilität ausgewertet. Es wird gezeigt, welche Produktionsschritte mit welchem Zeitfenster vorgezogen bzw. nachgelagert worden sind. Bereits vorab kann festgehalten werden, dass das Simulationsziel die Optimierung eines Gesamtsystems ist. Folglich können einzelne Prozessschritte teurer als vorher sein, wenn der Gesamt-

prozess dadurch insgesamt billiger wird. Begonnen wird nun mit der Analyse der Verteilung. Alle Einsparpotenziale werden in Prozent angegeben, um die Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Datensätzen zu ermöglichen.

Zu Ergebnis V15q aus Abbildung 76: Die unten stehende Grafik (Abbildung 77) zeigt die täglichen Einsparungen der Strombezugskosten über das gesamte Jahr hinweg. Es ist zu erkennen, dass nur einige wenige Tage existieren, an denen keine Einsparungen möglich sind. Dies indiziert, dass bei der Anwendung eines flexiblen Produktionsprozesses über das gesamte Jahr hinweg große Einsparpotenziale genutzt werden können. Bei Betrachtung der unten stehenden Grafik sind jedoch keine eindeutigen Strukturen oder Muster hinsichtlich der Einsparungen zu erkennen.

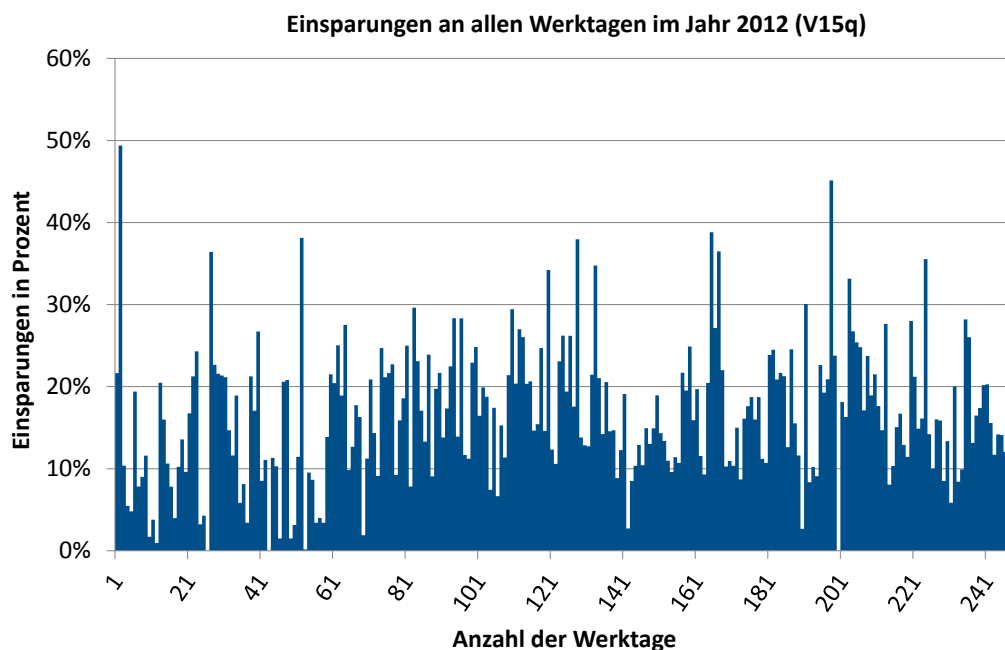


Abbildung 77: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

Folglich sind Zusammenhänge zwischen dem Niveau der Einsparungen und der Jahreszeit in diesem Fall nicht ableitbar. Die höchsten Einsparpotenziale liegen bei 50 %. Hier sei zu erwähnen, dass diese Werte an Tagen (2. Januar und 27. Dezember) auftreten, an denen die Preise aufgrund der vor- und nachgelagerten Feiertage nicht das übliche Niveau erreichen. Somit sind diese beiden Werte *unrealistisch* und aus den Analysen auszuklammern. Die durchschnittliche Einsparung liegt bei 17 %. Aus der gezeigten Grafik lässt sich nicht ableiten, wie oft welche Einsparungen auftreten. Hierzu werden die gezeigten Einsparungen in einem Histogramm⁵⁷ ausgewertet. Die unten stehende Abbildung 78 zeigt die Verteilung der Einsparungshöhe. Die Klasse „22 %“ tritt mit 33-Mal im Betrachtungszeitraum am häufigsten auf. Die Klasse „12 %“ liegt mit einer Häufigkeit von 31 an zweiter Stelle. Es ist zu erkennen, dass sich die ersten fünf Klassen (Klasse „0 %“ bis Klasse „8 %“) von den darauffolgenden („10 %“ bis „28 %“) hinsichtlich der Häufigkeiten deutlich unterscheiden. Wird die Verteilung der

⁵⁷ Ein Histogramm zeigt die Anzahl der Beobachtungswerte (Häufigkeit), die in einem bestimmten Intervall (Klassenbreite) aufgetreten sind. Für alle gezeigten Histogramme wurde eine Klassenbreite von 2 % gewählt.

Häufigkeit genauer analysiert, lässt sich eine deutliche Tendenz zur Normalverteilung erkennen. Diese Vermutung wird im Kapitel Bewertung der Ergebnisse und Fazit (6.4.2) geprüft.

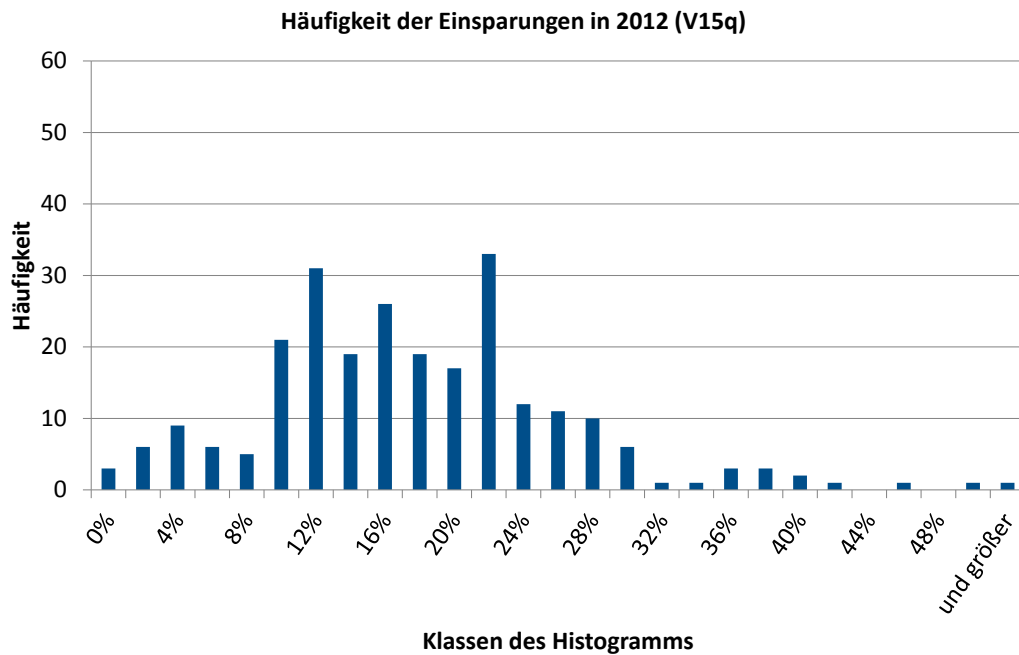


Abbildung 78: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

Zu Ergebnis V15h aus Abbildung 76: Für die zeitliche und statistische Verteilung der Einsparungen unter Verwendung von Stundenpreisen konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden. Abbildung 79 zeigt die zeitliche Verteilung der Einsparungen über das gesamte Jahr. Im Vergleich zum V15q-Ergebniselement treten deutlich mehr Tage auf, an denen keine Einsparungen möglich sind. Die durchschnittliche Einsparung liegt hier bei 12 %. Des Weiteren sind ähnlich wie bei der vorherigen Betrachtung (s. Abbildung 77) keine eindeutigen Strukturen bzw. Muster zu erkennen, die auf einen Zusammenhang zwischen der Höhe der Einsparungen und der Jahreszeit hinweisen. Der Vergleich zwischen Abbildung 77 und Abbildung 79 zeigt, dass das allgemeine Niveau der Einsparungen bei der Optimierung auf Stundenpreisbasis (*h*) niedriger ist als bei der Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis (*q*). Es treten häufiger Einsparungen im Bereich von Klasse „0 %“ bis Klasse „8 %“ auf. Diese Aussage wird durch das in Abbildung 80 gezeigte Histogramm untermauert. Die häufigsten Einsparungen (30) treten in Klasse „12 %“ auf.

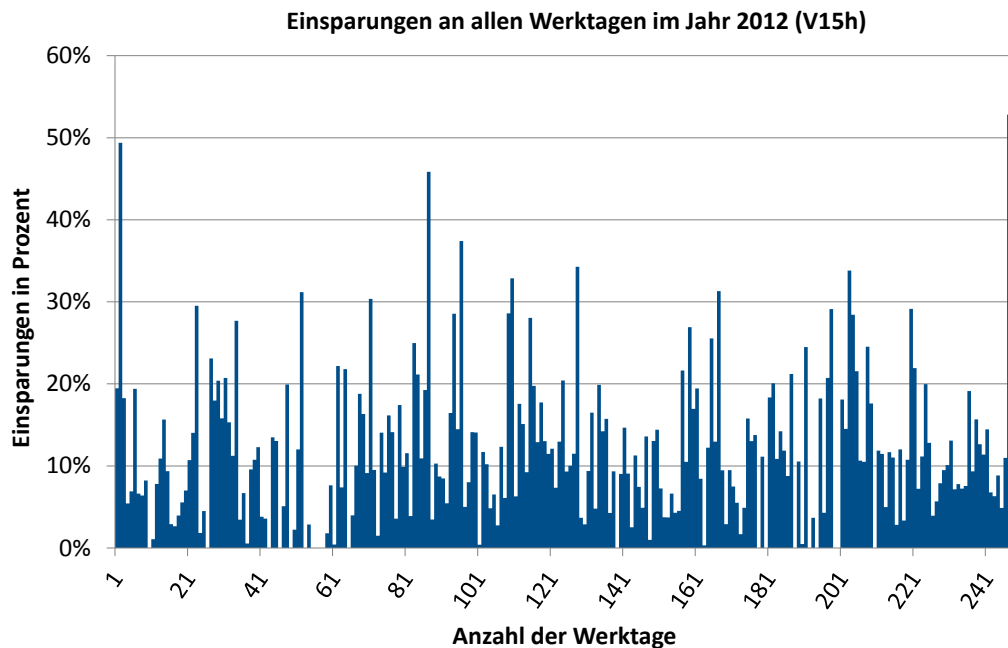


Abbildung 79: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

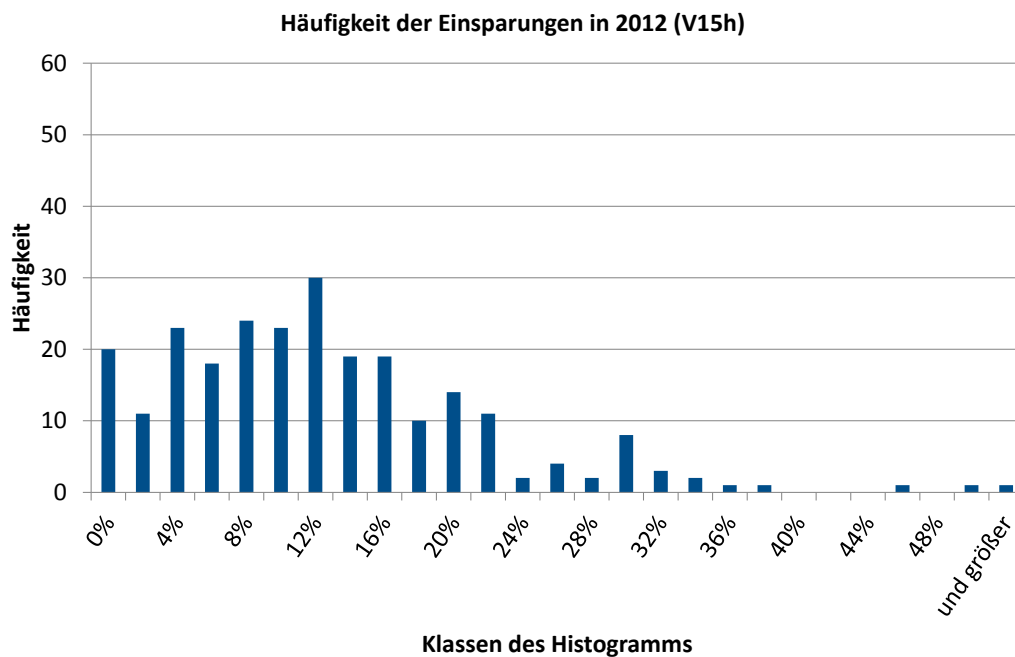


Abbildung 80: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

Im Vergleich zur Abbildung 78 liegt bei dieser Betrachtung die Klasse mit der größten Häufigkeit 10 % unter der Klasse mit der größten Häufigkeit bei der Betrachtung mit Viertelstundenpreisen (Klasse „22 %“ (33 Einsparungen)). Ergänzend ist zu erwähnen, dass die Häufigkeitswerte der ersten fünf Klassen unmissverständlich über dem Häufigkeitswert 10 liegen. Ein deutlicher Unterschied hinsichtlich der Häufigkeiten zeigt sich zwischen den ersten zwölf Klassen (Klasse „0 %“ bis Klasse „22 %“)

und den darauffolgenden Klassen. Das Niveau der erst genannten Klassen ist wesentlich höher als das der Klassen von „24 %“ bis „50 %“.

Zu Ergebnis V15ee aus Abbildung 76: Als letztes Ergebniselement des Ergebnisbereichs V wird die Analyse der zeitlichen und statistischen Verteilung der Einsparungen unter Verwendung der Datenbasis zur Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien durchgeführt. Abbildung 81 zeigt die zeitliche Verteilung der Einsparungen für das Jahr 2012 an allen 248 Werktagen. Wird diese Darstellung mit den bereits diskutierten Abbildungen verglichen, ist ein nennenswerter Aspekt zu identifizieren. Die Einsparungen in Abbildung 81 wirken auf den ersten Blick homogener über das Jahr verteilt als bei den gezeigten Einsparungen unter Verwendung der Börsenpreise als Optimierungsgrundlage. Die durchschnittliche Einsparung liegt hier bei 12 %.

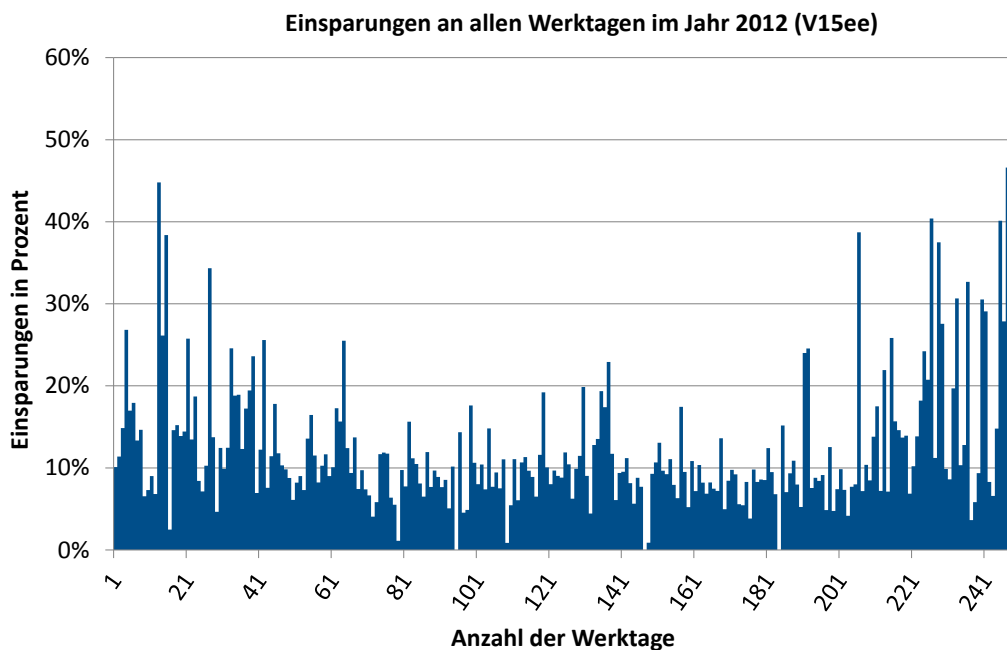


Abbildung 81: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

Des Weiteren sind auch in den Wintermonaten öfters höhere Werte bei der Einsparung zu registrieren als in den Sommermonaten. Der Aspekt der Homogenität wird in der Darstellung des Histogramms (Abbildung 82) deutlicher. Die in Abbildung 82 gezeigte Verteilung ist wesentlich konzentrierter als die vorangegangenen illustrierten Verteilungen. Die Verteilung erinnert stark an die aus der Verteilung der Windgeschwindigkeiten bekannte Weibull-Verteilung. Die Klasse „10 %“ tritt 55-Mal und somit am häufigsten auf. Vergleichend mit den Ergebnissen aus den Analysen (V15q und V15h) ist der Wert der Klasse mit der größten Häufigkeit fast doppelt so hoch wie die Werte der Klassen mit der größten Häufigkeit aus den zwei bereits diskutierten Ergebniselementen.

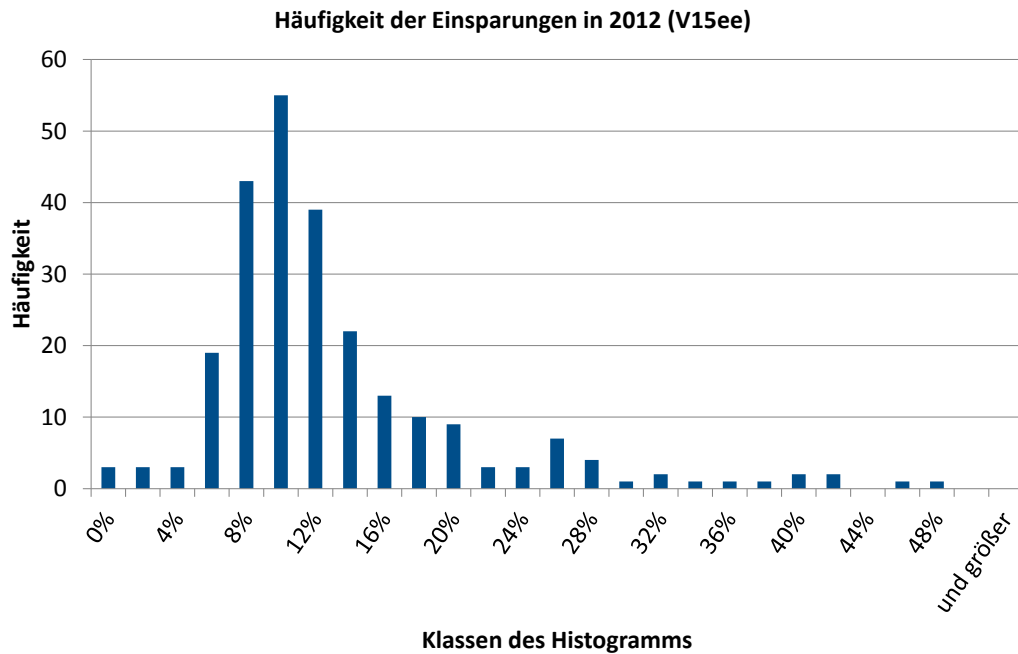


Abbildung 82: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

Zusammenfassung (V): Abbildung 83 zeigt alle diskutierten Histogramme in einer Darstellung zusammengefasst. Ergänzend werden die Simulationsergebnisse der zweiten Konfiguration präsentiert.

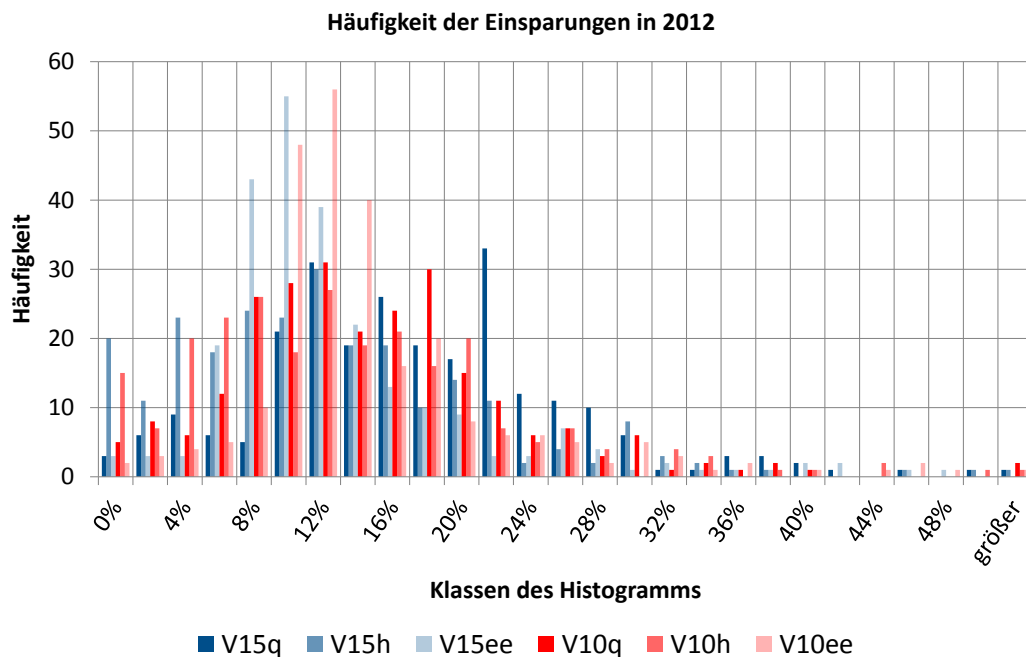


Abbildung 83: Übersicht der Einsparungen für alle sechs Simulationen

In dieser Illustration wird deutlich, wie sich die einzelnen Verteilungen der Einsparungen zueinander verhalten. Trotz der Verwendung völlig unterschiedlicher Datensätze als Optimierungsgrundlage sind

die Häufigkeitsverteilungen der sechs Simulationen nahezu identisch. Der größte Unterschied zwischen den Häufigkeitsverteilungen liegt in der Konzentration der Werte in der Klasse „10 %“ bzw. der Klasse „12 %“ unter Verwendung der Datenbasis für die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien.

Nachdem die zeitlichen und statistischen Verteilung der sechs Simulationen dargestellt worden sind, wird im Folgenden im Detail auf die Höhe der Einsparungen eingegangen. Es wird analysiert, welches Maximum und Minimum auftritt und welcher Mittelwert und Median in welchem Monat bzw. an welchem Wochentag auftritt. Ferner wird die *Interquartile range* und das 90 %-Perzentil für jeden Monat und Wochentag dargestellt.

Zu Ergebnis H15q aus Abbildung 76: Abbildung 84 zeigt die Höhe der Einsparungen für jeden Monat und deren statistische Ausprägungen. Ähnlich wie bei den Darstellungen zur zeitlichen und statistischen Verteilung sind keine eindeutigen Strukturen oder Muster zu erkennen, die auf einen Zusammenhang zwischen Niveau der Einsparungen und Jahreszeit hinweisen. Es ist zu sehen, dass sich der Median über den gesamten Betrachtungszeitraum zwischen 10 % und 20 % bewegt. In den Monaten des zweiten und dritten Quartals weist der Median einen etwas höheren Wert auf als in den anderen Quartalen. In diesem Zeitraum können an jedem Tag Einsparungen erzielt werden. Die minimalen Einsparungen liegen hier bei 2 %. Es wird deutlich, wie sich die Ausreißer im Januar und im Dezember auf die Darstellung auswirken. Als Beispiel wird der Dezember herangezogen. Die maximale Einsparung liegt hier bei über 50 %. Dies wirkt sich erheblich auf den Mittelwert aus, der in diesen zwei Monaten deutlich über dem Median liegt. Die IQR weist über das gesamte Jahr große Unterschiede auf. Die kleinste IQR tritt im September auf und erstreckt sich von 11 % bis 17 %.

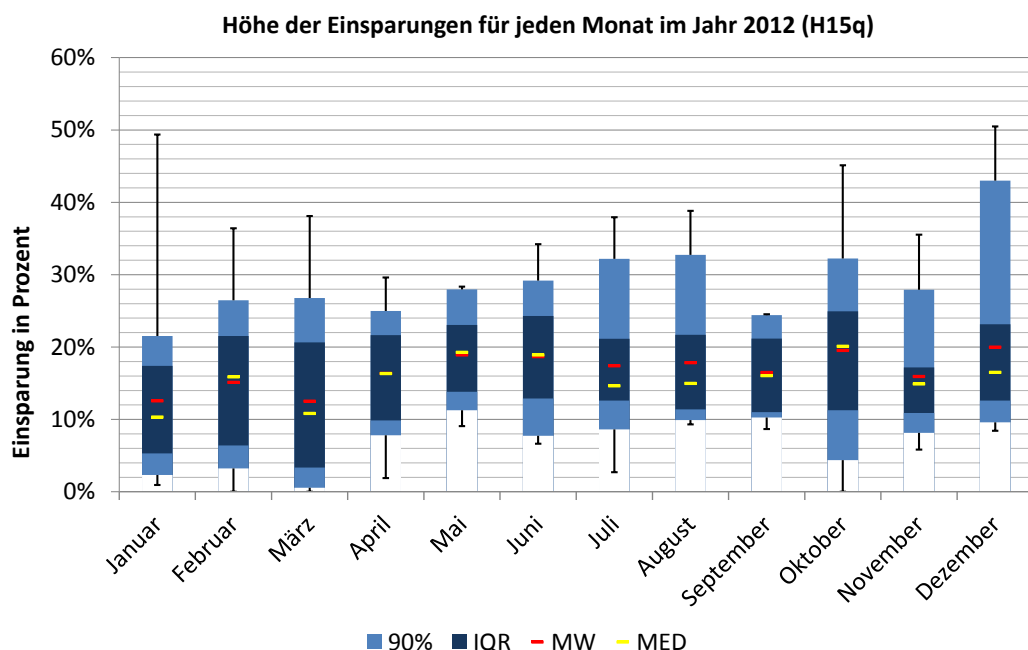


Abbildung 84: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

Die größte IQR tritt im März auf und umfasst Einsparungen von 3 % bis 21 %. Abbildung 85 zeigt die Einsparungen differenziert nach Wochentagen. Auch hier treten keine nennenswerten Muster in Erscheinung, die einen Zusammenhang zwischen dem Niveau der Einsparung und dem jeweiligen

Werktag vermuten lassen. Der Median liegt hier zwischen 14 % und 20 %. Die IQR ist im Vergleich zur Monatsdarstellung homogener und weist eine maximale Breite von 10 % bis 22 % auf. Somit kann festgehalten werden, dass die Einsparungen absolut unabhängig von Jahreszeit und Werktag sind.

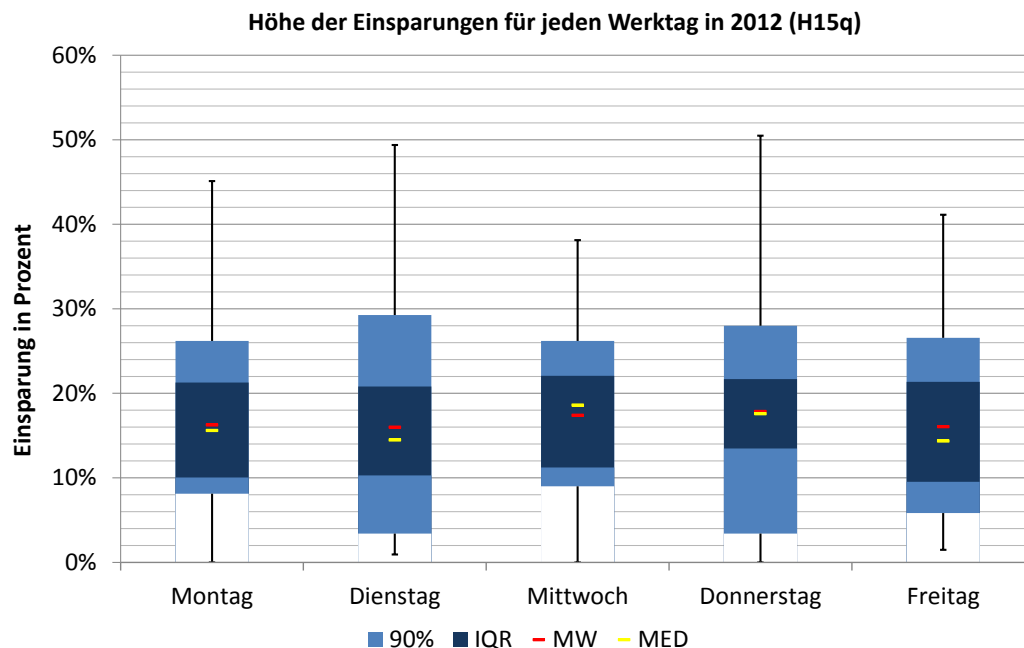


Abbildung 85: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

Zu Ergebnis H15h aus Abbildung 76: Für das Ergebniselement *H15h* lässt sich zunächst festhalten, dass das Niveau der Einsparungen geringer ist als das der Einsparungen in der *H15q*-Analyse. Abbildung 86 zeigt die Höhe der Einsparungen über den gesamten Betrachtungszeitraum. Wie in der bereits diskutierten Darstellung (Abbildung 84) lassen sich leicht erhöhte Einsparungen im zweiten und dritten Quartal identifizieren. Die größte IQR tritt im Oktober auf und erreicht sogar das Niveau der Nulllinie. In Abbildung 87 sind die Einsparung pro Werktag zu sehen. Neben dem niedrigeren Niveau der Einsparungen ist die IQR wesentlich breiter als bei der Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis.

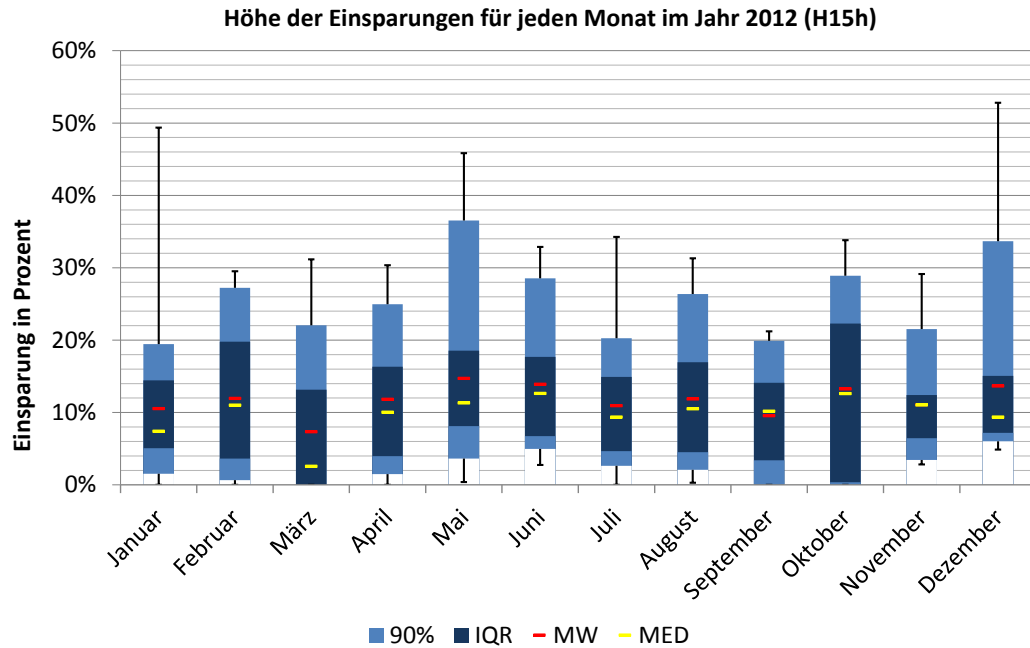


Abbildung 86: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

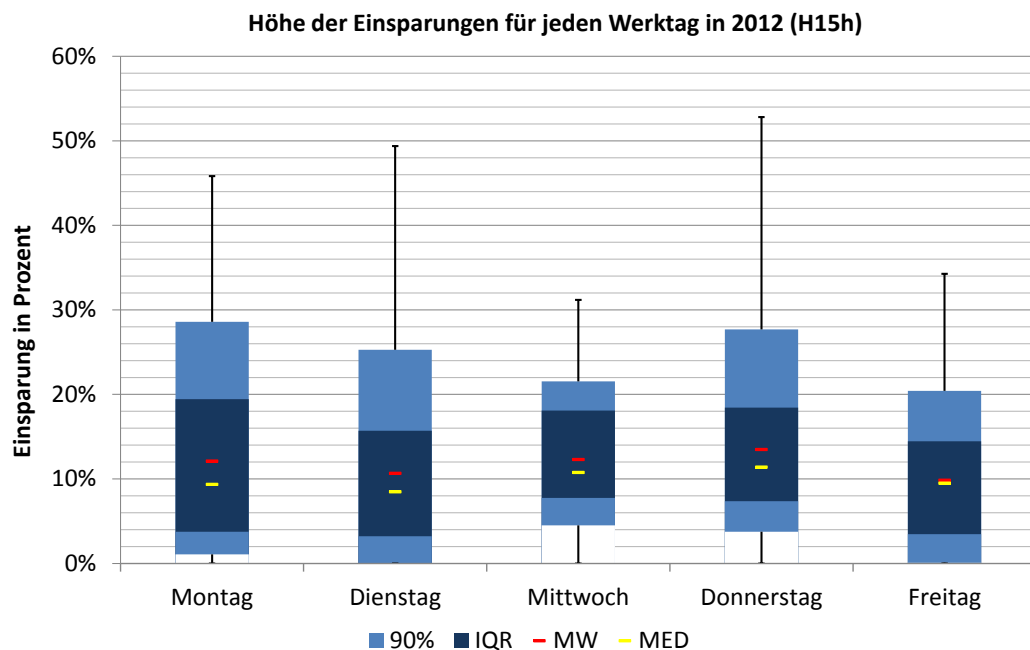


Abbildung 87: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

Zu Ergebnis H15ee aus Abbildung 76: Bei der Betrachtung von Abbildung 88 ergibt sich ein anderes Bild als bei den bereits diskutierten Ergebniselementen. In der Grafik sind über den Betrachtungszeitraum hinweg erhebliche Unterschiede in Volatilität und Höhe der Einsparungen zu sehen. Der Median der Einsparungen liegt im ersten und vierten Quartal bei 16 % bzw. bei über 20 %. Die größte IQR tritt im Dezember auf und umfasst Einsparungen von 9 % bis 31 %. Die kleinste IQR wird durch die

Einsparungen in Höhe von 8 % bis 11 % im Juni repräsentiert. Es zeigt sich ein anderes Bild. Die Ergebnisse lassen sich durch den erheblichen Einfluss der Photovoltaik auf die Preis- bzw. Kostenbildung im zweiten und dritten Quartal erklären. Der Produktionsprozess liegt aufgrund der Ausgangskonfiguration – Start: 08:00 Uhr, Ende 18:00 Uhr – bereits vor der Optimierung in einem Zeitfenster, in dem die Kosten in den genannten Quartalen (vgl. entwickelte Kostenfunktion) durch die erhöhte Sonneneinstrahlung generell auf einem niedrigen Niveau liegen. Folglich fallen die Einsparungen in den Sommermonaten deutlich geringer aus als in den Wintermonaten. Dies ist der Fall, da in den Wintermonaten der Einfluss der Sonne sinkt bzw. der Einfluss des Windes steigt. Vorweggreifend kann gesagt werden, dass auch in den Sommermonaten mit nur minimalen Verschiebungen Einsparungen in Höhe von ca. 10 % erzielt werden können.

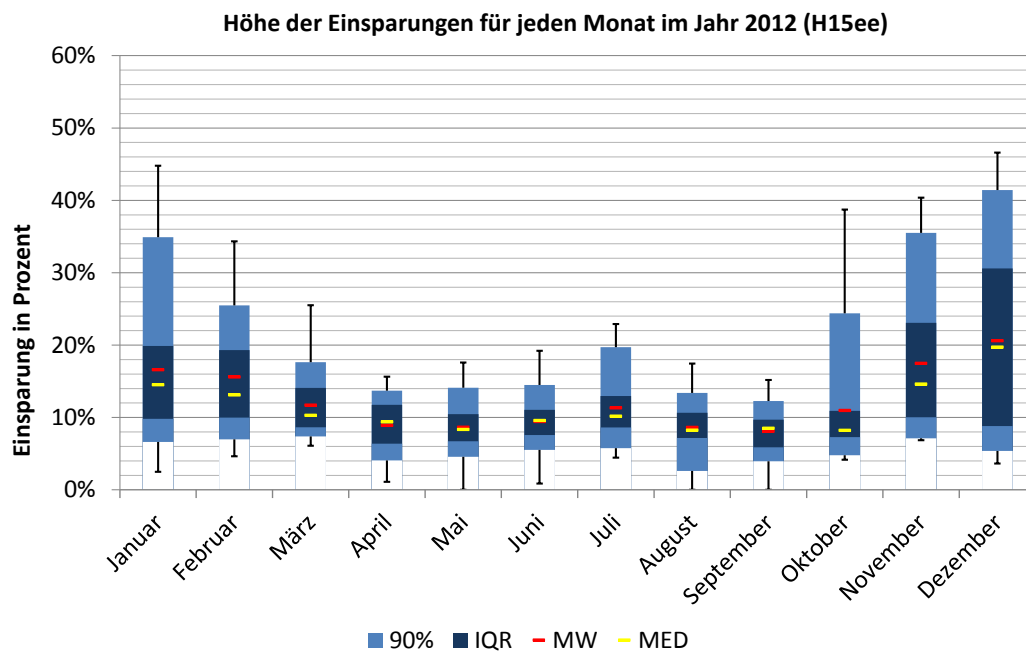


Abbildung 88: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

Für die Betrachtung der Einsparpotenziale an den Werktagen wird Abbildung 89 herangezogen. Aufgrund der Tatsache, dass sich Wind und Sonne an Naturgesetze und nicht an Werktage halten, lässt sich hier kein Zusammenhang identifizieren. In der Grafik bewegt sich der Mittelwert zwischen 10 % (Montag) und 14 % (Donnerstag). Der Median hingegen pendelt um die 10 %-Marke. Die Schwankungen des Mittelwerts sind durch die gezeigten Ausreißer zu erklären. Der Median gilt in der Statistik im Vergleich zum Mittelwert als robusteres Maß (vgl. Kapitel 5.1.1).

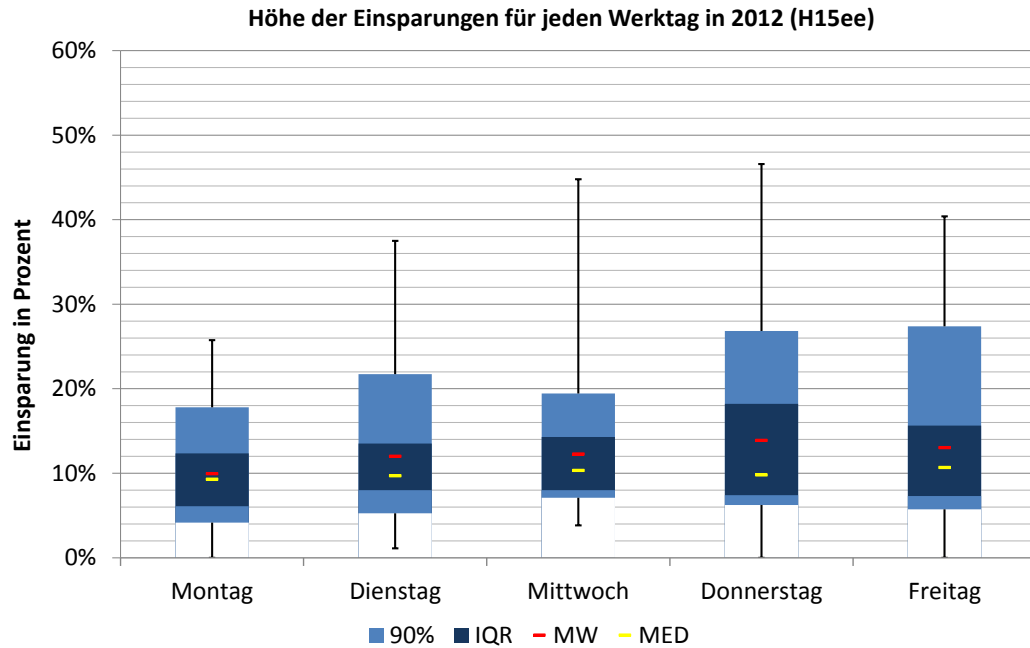


Abbildung 89: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

Zusammenfassung (H): In der unten gezeigten Illustration werden die Einsparungen aller sechs durchgeführten Simulationen mittels der *Box-Plot-Technik* gegenübergestellt. Die Einsparpotenziale sind bei der Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis für beide Konfigurationen des Produktionsprozesses mit 16 % (Median) bzw. 13 % (Median) am höchsten.

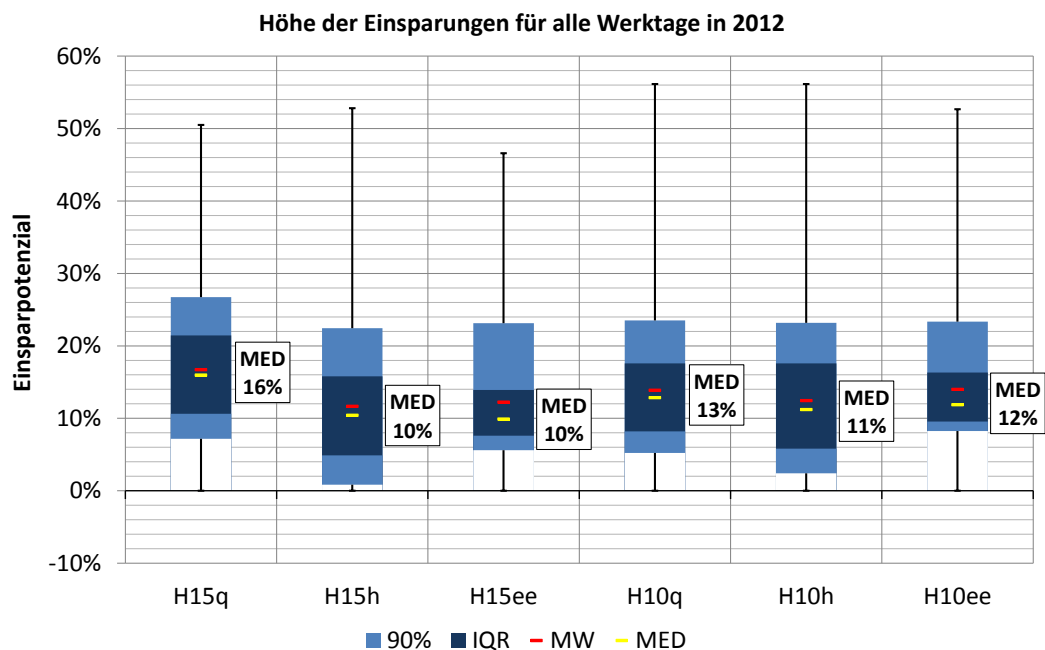


Abbildung 90: Übersicht zur Einsparungshöhe für alle sechs Simulationen

Wird auf Stundenpreisbasis optimiert, reduzieren sich die Einsparpotenziale auf 10 % bzw. 11 %. Die gezeigte IQR ist bei der Optimierung basierend auf dem Datensatz der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien am kleinsten und weist eine Breite von 6 % auf (von 8 % bis 14 %). Die größten Ausreißer treten bei der Simulation des Produktionsprozesses mit 10 Produktionsschritten sowohl auf Viertelstundenpreis- als auch auf Stundenpreisbasis auf. Für diesen Ergebnisbereich *H* ist festzuhalten, dass das Niveau der Einsparung über alle sechs Simulationen gemittelt bei 12 % liegt. Somit ist der Ergebnisbereich *H* abgeschlossen. Im Folgenden wird der dritte und letzte Ergebnisbereich Flexibilität (*F*) behandelt.

Zu Ergebnis F15q aus Abbildung 76: Für den behandelten Ergebnisbereich *H* konnten über alle sechs Simulationen im Mittel Einsparungen von 12 % festgestellt werden. Es stellt sich die Frage, wie diese Einsparungen realisiert werden und welcher Produktionsschritt welchen Beitrag leistet bzw. welcher Produktionsschritt um welches Zeitfenster vorgezogen bzw. nachgelagert werden kann. Diese wird im folgenden Abschnitt beantwortet. Abbildung 91 zeigt die Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt bei der Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis. Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass die Einsparungen durch die Verschiebung mit einem Zeitfenster von ca. $\pm 02:00$ Stunden durchgeführt werden. Werden die Zeitfenster der Verschiebung der einzelnen Produktionsschritte genauer betrachtet, ist zu erkennen, dass Produktionsschritte, die in der ersten Hälfte des Produktionsprozesses liegen, eher nach vorne gezogen und Produktionsschritte der zweiten Hälfte des Produktionsprozesses tendenziell nach hinten verlagert werden. Insgesamt sind maximal 3.720 Verschiebungen möglich (15 Produktionsschritte*248 Werktage).

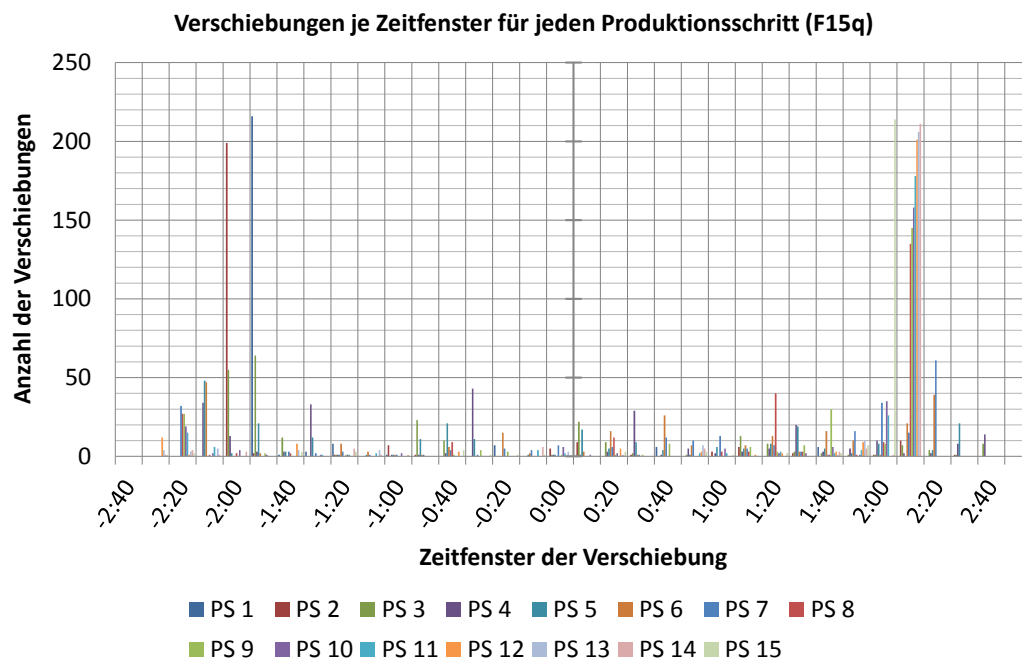


Abbildung 91: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

Wird die Summe über alle Produktionsschritte gebildet, die in einem Zeitfenster liegen, werden 1.289 Verschiebungen mit einem Zeitfenster von + 02:10 Stunden durchgeführt. Mit deutlichem Abstand folgen die Zeitfenster der Verschiebung mit + 02:00 Stunden (348), - 01:50 Stunden (311) und -

02:00 Stunden (278). Weitere aufgeschlüsselte Daten finden sich hierzu in den Abbildungen in Anhang A.6.

Zu Ergebnis F15h aus Abbildung 76: Für das Ergebniselement ergibt sich ebenfalls eine maximal mögliche Anzahl von 3.720 Verschiebungen. Auch hier ist zu erkennen, dass die Einsparungen durch die meisten Verschiebungen mit einem Zeitfenster von ca. $\pm 02:00$ Stunden durchgeführt werden und dass die Produktionsschritte, die in der ersten Hälfte des Produktionsprozesses liegen, eher vorgezogen und Produktionsschritte, die in der zweiten Hälfte des Produktionsprozesses liegen, tendenziell nach hinten verlagert werden. 1.138 Verschiebungen werden mit einem Zeitfenster von + 02:10 Stunden durchgeführt. Mit großem Abstand folgen die Zeitfenster der Verschiebungen mit - 02:00 Stunden (374), + 02:00 Stunden (292) und - 01:50 Stunden (257). Für detaillierte Informationen wird an dieser Stelle noch einmal auf die Abbildungen in Anhang A.6 verwiesen.

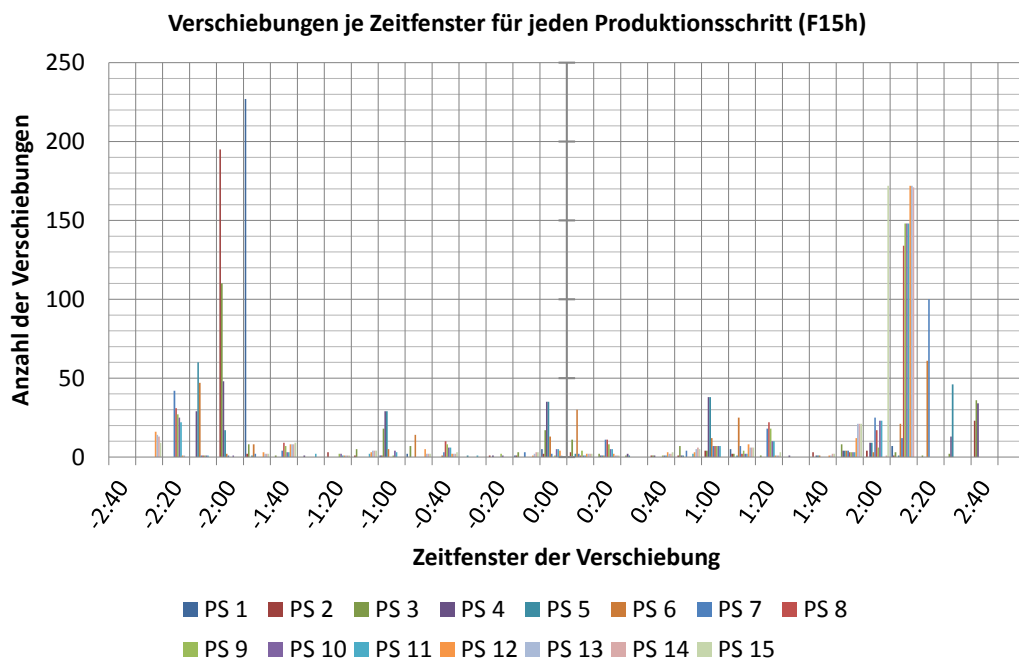


Abbildung 92: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

Zu Ergebnis F15ee aus Abbildung 76: Bei der Analyse dieses Ergebniselements ist im Vergleich zu den anderen Ergebniselementen ein deutlicher Unterschied bezüglich der Verteilung und der Häufigkeit der Verschiebungen identifizierbar. Eine Großzahl an Verschiebungen (304) werden wie in den Ergebniselementen F15q und F15h mit einem Zeitfenster von + 02:10 Stunden durchgeführt. In dieser Simulation findet eine Konzentration der Verschiebungen in kleineren Zeitfenstern statt. Die 290 Verschiebungen mit einem Zeitfenster von + 00:10 Minuten stellen das Maximum der Konzentration dar. Gefolgt wird dieses von den Zeitfenstern der Verschiebung von + 00:40 Minuten (271) und den Zeitfenstern der Verschiebung von - 00:20 Minuten (257). Diese Konzentration erstreckt sich von - 01:00 Stunde bis + 01:10 Stunde. Somit werden die unter dem Ergebnisbereich H ermittelten Einsparungen in Höhe von 10 % durch Verschiebungen erreicht, die sich im Minutenbereich bewegen.

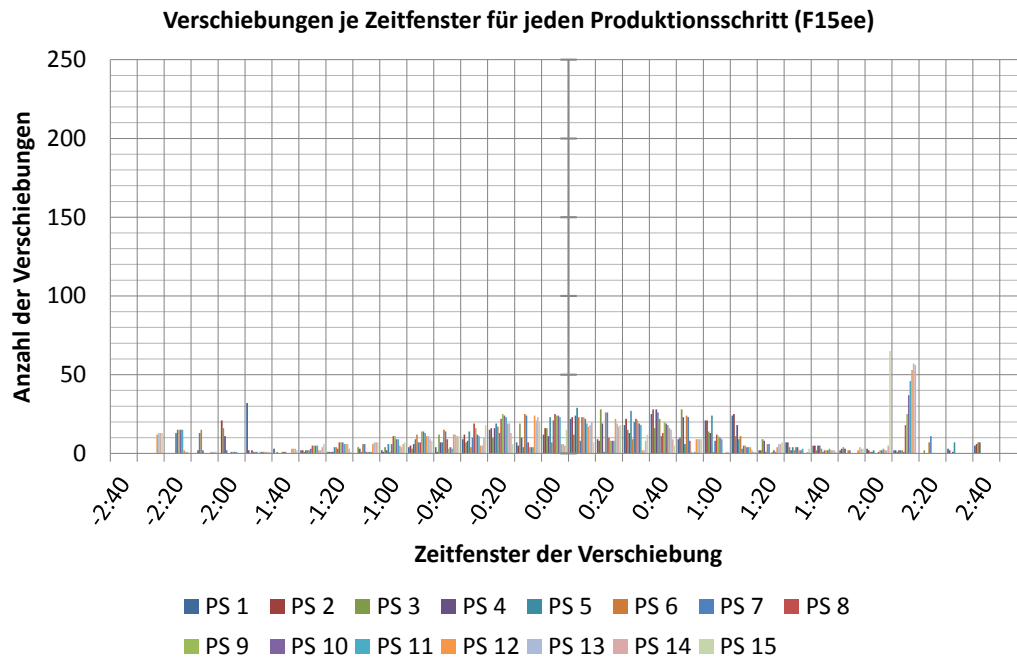


Abbildung 93: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

Ergänzend sind im Anhang unter A.6 die Darstellungen zu finden, die die Verschiebungen je Zeitfenster für den gesamten Produktionsprozess darlegen. Zu den Simulationen mit der zweiten Konfiguration des Produktionsprozesses sei zu erwähnen, dass die maximal mögliche Anzahl an Verschiebungen 2.480 (10 Produktionsschritte*248 Werktage) beträgt (vgl. A.7). Nachdem alle Ergebniselemente des Ergebnisbereichs (F) illustriert worden sind, werden in der folgenden Zusammenfassung die beschriebenen Häufigkeitsverteilungen aller sechs durchgeführten Simulationen in einem Diagramm gegenübergestellt.

Zusammenfassung (F): Abbildung 94 stellt alle Flexibilitätsoptionen der sechs durchgeführten Simulationen in einer Übersicht gegenüber. Bei den auf Basis von Preisdaten durchgeführten Simulationen (Viertelstunden- und Stundenpreise) beruhen die Einsparungen auf der Verlagerung von Prozessschritten um ein Zeitfenster von $\pm 02:00$ Stunden. Es wird eine deutlich höhere Anzahl an Prozessschritten nach hinten als nach vorne verlagert. Ein nennenswerter Ergebnisunterschied tritt zwischen den verwendeten Datensätzen q/h und ee auf. Die Flexibilitätsoptionen konzentrieren sich bei der Betrachtung des Ergebniselements $F15ee$ auf ein Zeitfenster von - 01:00 Stunde bis + 01:10 Stunde. Es ist festzuhalten, dass im Rahmen der sechs Simulationen maximal 18.600 Verschiebungen möglich sind. Lediglich 653-Mal wurden die Prozessschritte nicht verschoben. Dies entspricht nur 3,5 % aller Fälle.

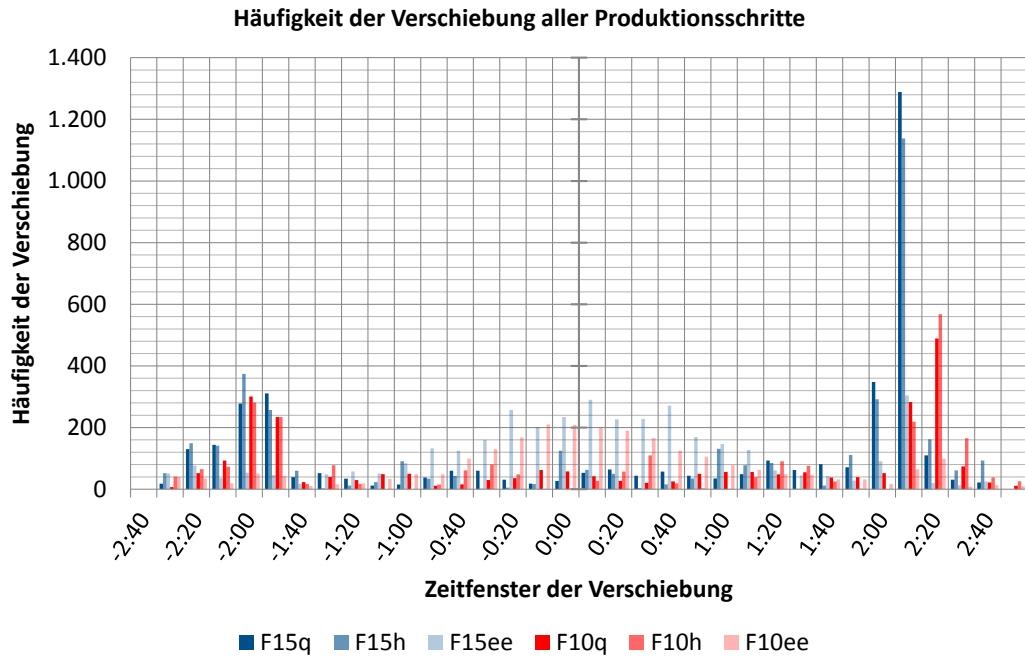


Abbildung 94: Verschiebungen je Zeitfenster für alle sechs Simulationen

Nachdem alle Ergebnisbereiche (V , H , F) diskutiert worden sind, wird im letzten Absatz dieses Kapitels auf die grafische Vorher-Nachher-Darstellung des Modells eingegangen. Nachfolgend wird der 21. September 2012 als Beispieltag dargestellt (vgl. Abbildung 95). Der obere Teil der Abbildung zeigt die Ausgangslage vor der Optimierung (Startkonfiguration für jeden Tag). In der Abbildung sind der Produktionsprozess mit seinen 15 Produktionsschritten und der Verlauf inklusive der IQR der Viertelstundenpreise an diesem Tag zu sehen. Im unteren Teil der Abbildung ist der Produktionsprozess nach der Optimierung abgebildet. Es ist zu erkennen, dass in diesem Fall das gesamte Zeitfenster von der Liveline (06:00 Uhr) bis zur Deadline (20:00 Uhr) zur Optimierung des Produktionsprozesses genutzt worden ist. Zusätzlich ist deutlich erkennbar, dass die hochpreisigen Zeitfenster ausgespart werden. Die Daten des Produktionsprozesses sind auf S. 116 zu finden. Wie zu Beginn dieses Kapitels erwähnt, sind einige exemplarische Darstellungen in Anhang A.8 zu finden.

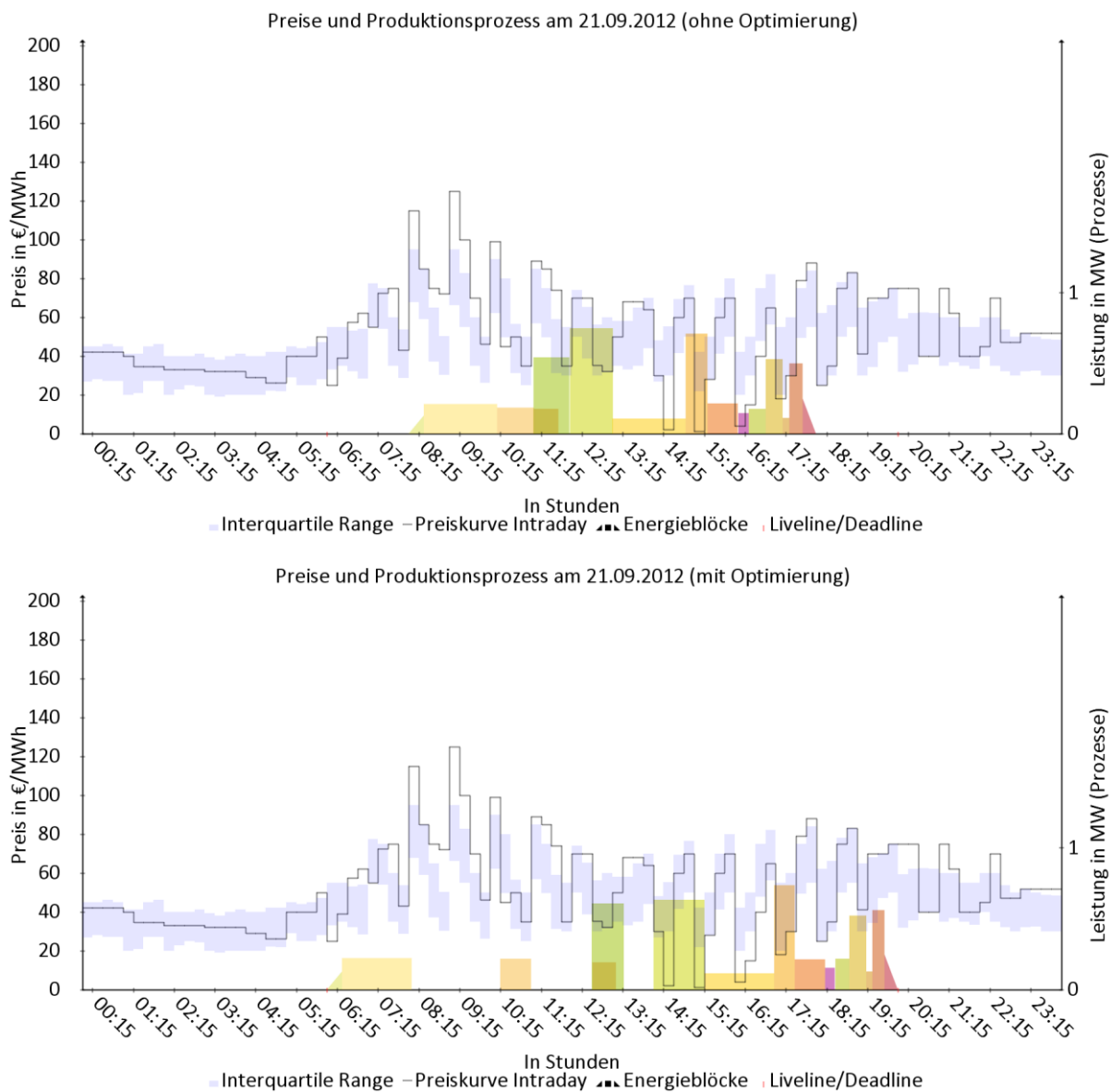


Abbildung 95: Grafische Simulationsergebnisse (15 Produktionsschritte, Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis)

6.3.3. Herausforderungen bei der Implementierung des REFI-Modells

Die zu bewältigenden Herausforderungen lassen sich den in die Kapitel 6.4.1 gezeigten vier Phasen des Machbarkeitsnachweises zuordnen. In der ersten Phase *Datensammlung über Prozesseigenschaften* lagen die Herausforderungen in der *vollständigen* Datenerhebung zur Erfassung des gesamten Produktionsprozesses und in der *strukturellen* Aggregation dieser Daten. Es mussten alle relevanten Daten aus verschiedenen Informationsquellen wie Arbeitsplänen, Fertigungsaufträgen, Messungen und Interviews erfasst werden. Basierend auf den Arbeitsplänen und Fertigungsaufträgen wurden alle Produktionsschritte in ihrer Abfolge und mit ihren Bearbeitungszeiten erfasst. Die Bearbeitungszeit beschreibt die reine Zeit des wertschöpfenden Prozesses. Die Durchlaufzeit hingegen umfasst die Summe der Bearbeitungs-, Transport- und Wartezeiten auf allen Produktionsstufen [90]. Hierüber ist der Prozesswirkungsgrad definiert. Der Prozesswirkungsgrad beschreibt den Anteil der Bearbeitungszeit zur gesamten Durchlaufzeit [91]. Neben der Prozessstruktur wurden die Eigenschaften hinsichtlich der Bearbeitung und der installierten Technik (Maschine) der einzelnen Prozessschritte gesammelt und analysiert. Teilweise mussten aufgrund von fehlenden Datensätzen empirische Erhebungen durchgeführt werden. Beispielsweise mussten für die Erfassung der Bemessungsleistung und Laufleistung (Prozessstatus) Messungen für verschiedene Prozessschritte durchgeführt werden. Die Leistungsbezüge der einzelnen Prozessschritte unterscheiden sich nur geringfügig hinsichtlich der zu produzierenden Produktvariationen der angebotenen Produktpalette. Daher konnte auf realistische Daten zurückgegriffen werden. Der betrachtete Prozess ist als eine Mischung aus Werkstattfertigung und Fließfertigung zu sehen.

Exkurs: Unter *Werkstattfertigung* werden Produktionsstätten verstanden, in denen jeweils gleichartige Bearbeitungseinrichtungen bzw. Arbeitssysteme als abgeschlossene Einheiten zusammengefasst sind. Es existieren unterschiedliche Durchlaufwege der zu bearbeitenden Produkte bzw. Aufträge [92]. Die Fließfertigung umfasst die „örtlich fortschreitende, zeitlich bestimmte, lückenlose Folge von linear entsprechend dem Produktionsprozess angeordneten Arbeitsgängen.“[93] Da der Produktionsprozess im Modell als Fließfertigung angenommen wird, mussten hier Anpassungen vorgenommen werden. Beispielsweise liegt die Durchlaufzeit eines hergestellten Produkts in der Praxis bei ca. vier Monaten. Diese hohe Durchlaufzeit ist ein klassischer Nachteil der Werkstattfertigung, der dem großen Vorteil der hohen Flexibilität gegenübersteht [91]. Da im Modell der Fokus auf der Bearbeitungszeit liegt, kann der gesamte Produktionsprozess über einen Tag abgebildet werden. Vorteilhaft zeigten sich die vorhandenen Zwischenlager. Durch Lager werden Produktionsprozessbereiche voneinander entkoppelt, so dass dort bereits Flexibilitäten vorhanden sind.

In der zweiten Phase *Prüfung auf Relevanz der erhobenen Produktionsprozesseigenschaften für das REFI-Modell* wurden alle nicht energetisch relevanten Prozessschritte und Eigenschaften aus der Analyse genommen. Prozessschritte wie z.B. Transportieren, Verpacken oder Montieren wurden aufgrund der aus energetischer Sicht geringen Relevanz und dem Aspekt der Betrachtung eines voll automatisierten Prozesses nicht weiter berücksichtigt. Besonderen Eigenschaften wie z.B. Anfahrprozessen oder Aspekten wie Erwärmungsprozessen wird über die unterschiedlich definierten Formen der Energieblöcke Rechnung getragen. In allen Interviews wurde deutlich, dass die Prozesssicherheit oberste Priorität genießt.

In der dritten Phase *Integration der Daten ins REFI-Modell* mussten die erhobenen Daten in das REFI-Modell integriert werden. Diese Phase wurde besonders durch den Aspekt der Geheimhaltung beeinflusst. Die erhobenen Daten mussten aufgrund der detailreichen Erfassung und der dadurch gegebene-

nen Möglichkeit, den Prozess abzuleiten und somit für die Konkurrenz zugänglich zu machen, anonymisiert werden. Dies bedeutet, dass die Prozessschritte nicht explizit benannt werden durften (mit bspw. als „Schleifen, Brennen oder Pressen“), sondern lediglich implizit als „Prozessschritt 1, 2 und 3“ bezeichnet sind. Dementsprechend wurden Faktoren gewählt, die für eine leichte Abwandlung der Originaldaten sorgen. Die Relationen der Prozessschritte zu einander und die jeweiligen Dauern blieben unberührt.

Die vierte Phase *Überprüfung der relevanten Daten im REFI-Modell* dient zur Kontrolle der integrierten Daten hinsichtlich der Repräsentanz der Originaldaten. Es wird überprüft, ob die Daten trotz ihrer leichten Veränderung den Eigenschaften der Originaldaten entsprechen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Herausforderungen bei der Umsetzung eindeutig in zwei Gebieten liegen, einerseits in der Integration der realen Rahmenbedingungen des Produktionsprozesses in das REFI-Modell und andererseits in der Interpretation. Möglichst wenig soll verfälscht bzw. eine möglichst große praktische Relevanz soll beibehalten werden.

6.4. Evaluierung des REFI-Modells und abschließende Diskussion

In diesem abschließenden Kapitel wird im Einzelnen herausgearbeitet, wo sich das REFI-Modell einordnen und wie es sich zu anderen Modellen abgrenzen lässt. Des Weiteren werden der Machbarkeitsnachweis erbracht und die erzielten Ergebnisse aufbereitet.

6.4.1. Machbarkeitsnachweis des REFI-Modells

Der Machbarkeitsnachweis wird im Rahmen einer Fallstudie erbracht, in der das entwickelte Modell auf einen real existierenden Produktionsprozess angewendet wird. Es wurde die Herstellung eines bestimmten Produktes einer Produktgattung untersucht. Die realen Daten wurden aufgrund der vereinbarten Geheimhaltung mit einem zufällig gewählten Faktor zwischen 3 und 7 entfremdet, so dass keine Rückschlüsse auf die erfassten *PS* möglich sind. Das Konzept des Machbarkeitsnachweises beinhaltet vier Phasen, auf die im Folgenden kurz eingegangen wird.

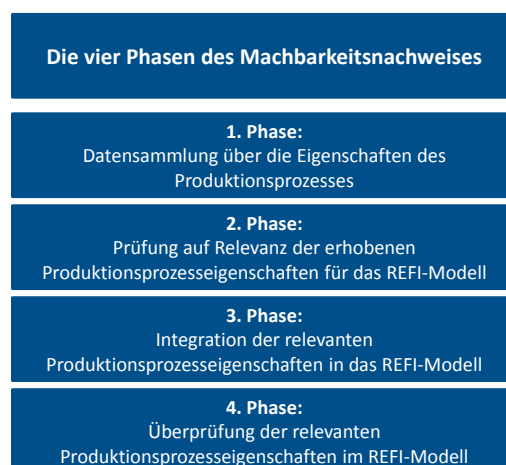


Abbildung 96: Die vier Phasen des Machbarkeitsnachweises

Während der *ersten Phase* wird Vorort der Produktionsprozess ganzheitlich erfasst. Im Fokus liegt die Erfassung des Hauptprozesses. Folglich werden vor- oder nachgelagerte Prozesse und Nebenprozesse bei der Datenerhebung nicht berücksichtigt. Neben peripheren Eigenschaften des Produktionsprozesses werden vorrangig die in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Daten erfasst. Nach der ersten Phase werden in der *zweiten Phase* die erhobenen Daten zu den realen Eigenschaften der einzelnen Produktionsschritte auf ihre Relevanz für die Anwendung im REFI-Modell hin geprüft. In der *dritten Phase* werden alle relevanten Produktionsprozesseigenschaften in das REFI-Modell integriert und abschließend wird in der *vierten Phase* überprüft, ob die in das REFI-Modell integrierten Eigenschaften den realen Eigenschaften entsprechen (s. hierzu 6.3.3).

6.4.2. Bewertung der Ergebnisse und Fazit

Die gezeigten Ergebnisse werden anhand eines Normalwahrscheinlichkeitsplots bewertet. In diesen Darstellungen (s. Abbildung 97 und Abbildung 98) werden die beobachteten kumulierten Wahrscheinlichkeiten (Punkte) auf der X-Achse gegen die erwarteten kumulierten Wahrscheinlichkeiten (Linie) auf der Y-Achse aufgetragen. Liegen die beobachteten Werte auf der bzw. um die Linie der erwarteten kumulierten Wahrscheinlichkeiten, handelt es sich um eine normalverteilte Variable. In der folgenden Darstellung (Abbildung 97) ist zu sehen, dass die Einsparungen bei der Verwendung von Viertelstundenpreisen deutlich über den Einsparungen der anderen zwei Simulationen liegen und sich annähernd normalverteilt verhalten. Für die Optimierung auf Stundenpreisbasis liegt ebenfalls eine Normalverteilung vor, auch wenn Abweichungen in den Randbereichen in der gezeigten Illustration deutlich zu sehen sind. Werden die Ergebnisse der Simulation auf Datenbasis der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien betrachtet, ist deutlich zu erkennen, dass die Verteilung signifikant von der Normalverteilung abweicht. Es stellt sich die Frage, ob man bei einer anderen Konfiguration des Produktionsprozesses andere als die erhaltenen Ergebnisse erhält. Der erzielte Informationsgewinn lässt sich größtenteils auf die Ergebnisse der drei durchgeführten Simulationen mit einer unterschiedlichen Konfiguration des Produktionsprozesses (10 Produktionsschritte) übertragen. Der Unterschied hier ist, dass das durchschnittliche Niveau der erzielten Einsparungen bei allen drei durchgeführten Simulationen niedriger ist und die Ergebnisse der einzelnen Simulationen enger beieinander liegen (vgl. Abbildung 98).

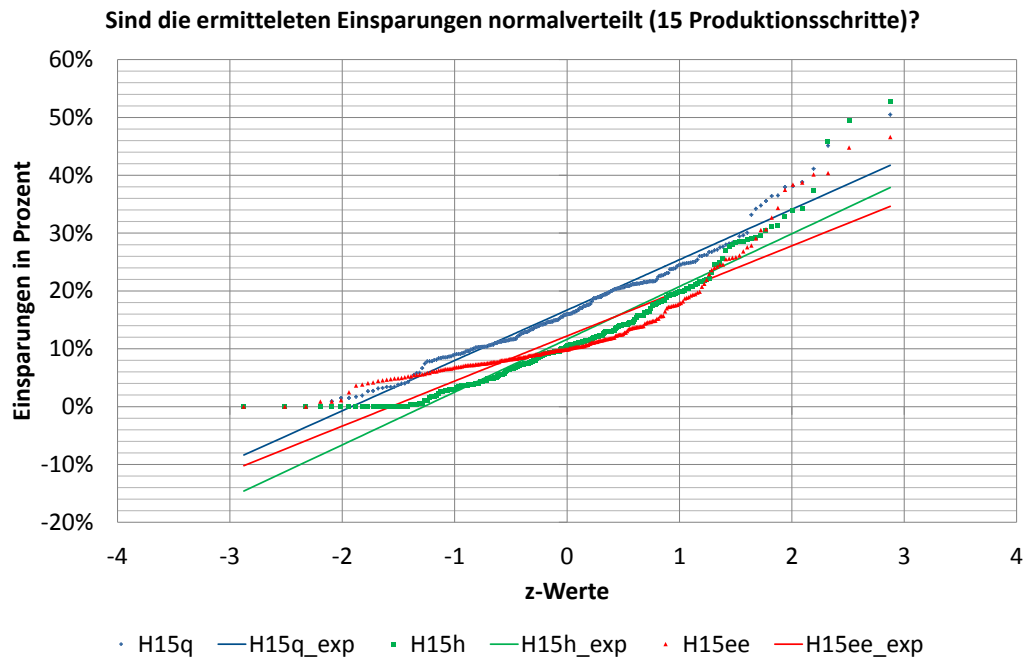


Abbildung 97: Test auf Normalverteilung (15 Produktionsschritte)

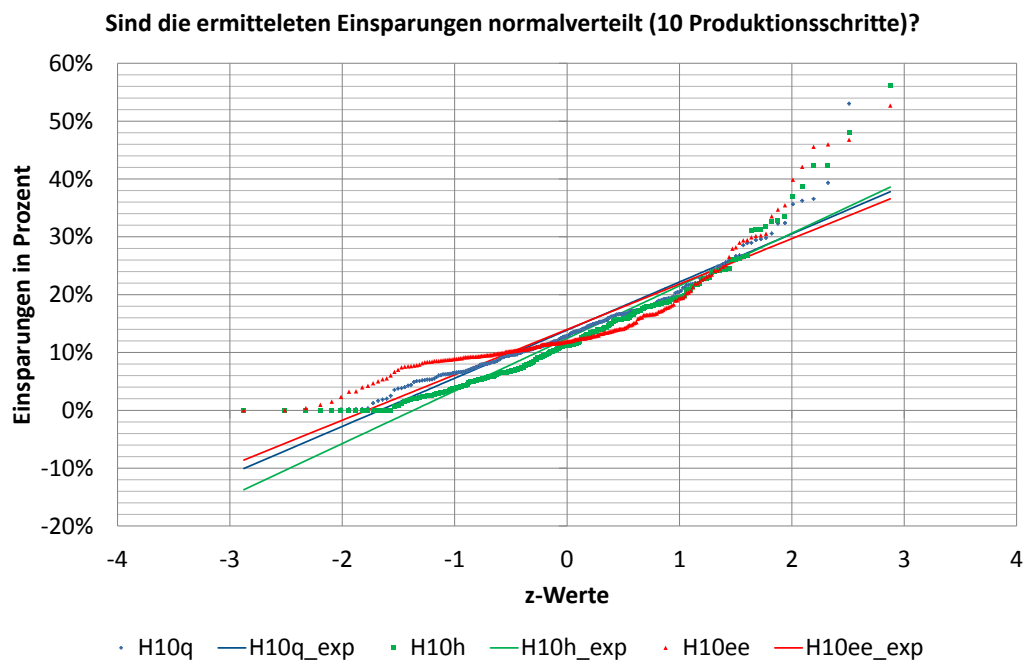


Abbildung 98: Test auf Normalverteilung (10 Produktionsschritte)

Nach der Darstellung und Bewertung der Ergebnisse kann folgender Schluss gezogen werden: Das REFI-Modell hat gezeigt, dass bei der Anwendung eines flexiblen Produktionsprozesses und einer flexiblen Produktionsstruktur Einsparungen möglich sind. Die Stromnachfrage kann unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen und der konfigurierten Parameter flexibilisiert werden und an das Angebot von Erneuerbaren Energien angepasst werden. Das folgende Kapitel fasst die wesentlichen

Erkenntnisse zusammen und gibt abschließend einen Ausblick, wo aus akademischer Perspektive und aus Sicht der angewandten Wissenschaft weiterer Forschungsbedarf besteht.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Das letzte Kapitel fasst die wesentlichen Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit zusammen, zeigt zum einen den Forschungsbedarf hinsichtlich akademischer Fragestellungen auf und liefert zum anderen Überlegungen und Ansätze für die angewandte Wissenschaft hinsichtlich des diskutierten Themenbereichs der Nachfrageflexibilisierung.

7.1. Zusammenfassung

Die zentrale Fragestellung der vorliegenden Arbeit lautete: *Wie könnte ein fluktuierendes Angebot an Erneuerbaren Energien durch Flexibilisierung der zeitlichen Stromnachfrage im industriellen Bereich effizienter genutzt werden?* Um diese Frage beantworten zu können, wurden verschiedenen Aspekte erarbeitet, die zum einen den Weg hin zur entwickelten Idee und zur vorgeschlagenen Lösung aufzeigten und zum anderen das nötige Hintergrundwissen bereitstellten, auf das im Verlauf der Arbeit immer wieder zurückgegriffen wurde.

Es wurde gezeigt, dass Lastverschiebungspotenziale im industriellen Umfeld existieren, diese jedoch sehr individuell zu behandeln und zu bewerten sind. Um diese Potenziale heben zu können, bedarf es einer sehr genauen Analyse der Möglichkeiten einzelner Produktionsprozesse. Bei der Anwendung von DSI-Maßnahmen repräsentieren die Produktionskosten des betrachteten Unternehmens den zentralen Faktor. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass die Beweggründe für die Erforschung von DSI je nach Land und Kultur unterschiedlich sind. Im Allgemeinen sind zwei wesentliche Aspekte zu nennen. Zum einen stehen die Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Deutschland) und zum anderen die Versorgungssicherheit (USA) im Vordergrund.

Die Analysen der Preise an den Märkten der EEX/EPEX haben gezeigt, dass sich tägliche Preisschwankungen an der Börse gut für die Umsetzung von DSI-Maßnahmen eignen. Daher dürfen die folgenden Fragen gestellt werden: *Warum sollte es in Zukunft nicht möglich sein, einen gewissen Anpassungsgrad der Nachfrage an das Angebot zu erreichen? Wie viel Anpassung ist in einem real existierenden Produktionsprozess im Rahmen des entwickelten Modells möglich?* Basierend auf realen Daten zur Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien, realen Preisdaten des EPEX Spot *Intraday*-Markts und realen Daten aus der Produktion konnte mit dem entwickelten REFI-Modell für alle Werktage im Jahr 2012 nachgewiesen werden, dass die Flexibilisierung des Produktionsprozesses ökonomisch sinnvoll ist.

Durch die Flexibilisierung auf Viertelstundenpreisbasis konnte für beide Konfigurationen des Produktionsprozesses ein Einsparpotenzial von 16 % (Median) bzw. 13 % (Median) identifiziert werden. Bei der Optimierung auf Stundenpreisbasis reduzieren sich die Einsparpotenziale auf 10 % bzw. 11 %. Es ist festzuhalten, dass das Niveau der Einsparung über alle sechs durchgeführten Simulationen gemittelt bei 12 % liegt. Trotz der Verwendung völlig unterschiedlicher Datensätze als Optimierungsgrundlage - sowohl die unternehmensexternen als auch die unternehmensinternen Daten wurden variiert - sind die Verteilungen der sechs Simulationen nahezu identisch. Der größte Unterschied zwischen den Häufigkeitsverteilungen in den diskutierten Histogrammen liegt in der Konzentration der Werte in der Klasse „10 %“ bzw. „12 %“ bei Verwendung des Datensatzes für die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien. Ein nennenswerter Unterschied hinsichtlich der Flexibilitätsoptionen und den damit verbundene Zeitfenstern der Verschiebung liegt in der Konzentration auf die Auslegung (Zeitpunkt,

Dauer) der Verschiebungsfenster. Die Flexibilitätsoptionen bzw. die Einsparungen beruhen bei der Optimierung auf Preisdatenbasis auf der Verlagerung von Prozessschritten um ein Zeitfenster von $\pm 02:00$ Stunden. Es wird eine deutlich höhere Anzahl an Prozessschritten nach hinten als nach vorne verlagert. Die Flexibilitätsoptionen konzentrieren sich bei der Betrachtung des Ergebniselements *F15ee* auf ein Zeitfenster von - 01:00 Stunde bis + 01:10 Stunde. Es ist festzuhalten, dass im Rahmen der sechs Simulationen maximal 18.600 Verschiebungen möglich sind. Lediglich 653-Mal wurden die Prozessschritte nicht verschoben. Dies entspricht nur 3,5 %. Allgemein ist festzuhalten, dass die Flexibilitätsoptionen in der durchgeführten Fallstudie völlig unabhängig von Jahreszeit und Werktag sind.

Diese positiven Ergebnisse zeigen, dass innerhalb eines Produktionsprozesses eine Nachfrageflexibilisierung möglich ist und dazu dienen kann, die Erneuerbaren Energien effizienter in das System integrieren zu können. Nichtsdestotrotz muss an dieser Stelle gesagt sein, dass die Anwendung von DSI-Maßnahmen nicht die alleinige Lösung darstellt, sondern eher als ein Baustein von vielen zu sehen ist, der einen Beitrag zum eingeschlagenen Entwicklungspfad leisten kann. Zielführend für den Einsatz und die Anwendung von DSI-Maßnahmen ist die Etablierung von energieangebotsabhängigen Preisen.

7.2. Ausblick

In diesem Ausblick wird zum einen der Forschungsbedarf hinsichtlich akademischer Fragestellungen genannt und zum anderen werden Überlegungen und Ansätze für die angewandte Wissenschaft hinsichtlich der diskutierten Thematik der Nachfrageflexibilisierung geliefert.

Aus der akademischen Perspektive ergeben sich drei zu betrachtende Forschungsbereiche, um die dargestellten Ideen und Erkenntnisse weiterentwickeln und verallgemeinern zu können.

Erstens: Um den Praxisbezug des REFI-Modells weiter zu schärfen, kann das REFI-Modell um verschiedene Faktoren ergänzt werden. Aktuell wird mit Daten über die Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien, den Preisdaten der EPEX und den Daten eines realen Produktionsprozesses ein Bezug zur Praxis hergestellt. Hier muss die Frage beantwortet werden, um welche Faktoren das REFI-Modell erweitert werden kann und welche Auswirkung diese Erweiterung allgemein auf das Modell bzw. auf die ermittelten Flexibilitäten hat.

Zweitens: Das REFI-Modell wurde mit vielen Freiheitsgraden entwickelt und im Rahmen einer Fallstudie angewandt und verifiziert. Nichtsdestotrotz sollten weitere Fallstudien durchgeführt werden, um eine möglichst große Bandbreite an Prozessen abzudecken. Jeder Produktionsprozess ist sehr individuell, so dass durch jede ergänzende Anwendung weitere Erfahrungen gewonnen werden, die zur Verbesserung und Weiterentwicklung des REFI-Modells beitragen.

Drittens: In der vorliegenden Arbeit wird das Industrieunternehmen isoliert betrachtet. Eine interessante Fragestellung ist, welche Auswirkung eine Umsetzung und Anwendung von DSI-Maßnahmen hat, wenn sehr viele Marktakteure ihre Nachfrage flexibilisieren. Hier sollten sowohl die Auswirkungen aus energietechnischer als auch aus wirtschaftlicher Perspektive berücksichtigt werden. Bei einem hohen Durchdringungs- und Anwendungsgrad der Nachfrageflexibilisierung stehen die Auswirkungen auf den Netzbetrieb und auf das Preisniveau im Vordergrund.

Für die angewandte Wissenschaft ergeben sich ebenfalls drei Aspekte, die weiterer Betrachtungen bedürfen.

Erstens: Um Flexibilitäten heben zu können, muss es für den im Fokus stehenden Akteur wirtschaftlich überhaupt erst attraktiv sein, Flexibilitäten zu erschließen und diese bspw. an einem Markt anzubieten. Dies bedeutet, dass wirtschaftliche Anreize geschaffen werden müssen. Hiermit sind nicht milliarden schwere Subventionen gemeint, sondern die Einführung von dynamischen Preismodellen, die das Angebot an Erneuerbaren Energien widerspiegeln. Des Weiteren muss sich die aktuelle Abrechnungsstruktur des Energieversorgungssystems der neuen Herausforderung stellen und sich daran anpassen. Gerade das System der Bilanzkreisabrechnung der Netzbetreiber steht dem Nutzen von kurzfristigen Flexibilitäten entgegen.

Zweitens: Der Übergang vom Modell zur Anwendung in einem Unternehmen stellt den zweiten Gesichtspunkt für die angewandte Wissenschaft dar. Zur Realisierung des Modells bedarf es einer umfassenden Datenerhebung und der Verknüpfung verschiedener Unternehmensbereiche und Planungsparameter. Vier große Bereiche müssen miteinander verbunden und auf einander abgestimmt werden: Produktionsplanung, Prognosen über die Entwicklung der Erneuerbaren Energien, Börsenpreise und Mess- und Steuerungstechnik für den Produktionsprozess. Dies geht mit der Zukunftsinitiative *Industrie 4.0* einher. Im Rahmen von *Industrie 4.0* sollen vorhandene Potenziale intensiv genutzt werden, die sich aus der massiven Nutzung des Internets, der Integration von technischen Prozessen und Geschäftsprozessen, der digitalen Abbildung und Virtualisierung der realen Welt und der Möglichkeit „intelligenter“ Produkte ergeben. Grundlage für neue Konzepte sind konsensbasierte Standards und Normen.⁵⁸

Drittens: Flexibilitätspotenziale könnten in Zukunft im Rahmen eines neuen Markts umgesetzt werden. Aktuell werden Überlegungen durchgeführt Flexibilitätsmärkte auszugestalten, an denen Akteure ihre Flexibilitäten anbieten können. Ein Flexibilitätsmarkt, der bspw. an den Handelsplatz der *European Energy Exchange* gekoppelt ist, wäre eine mögliche Option. Hier könnten Akteure ihre Angebote und Gesuche hinsichtlich vorhandener bzw. gewünschter Flexibilitäten einstellen. Mit den notwendigen Informationen wie Zeitpunkt, Dauer, positiver oder negativer Leistung (Flexibilität), Preis und Regionalitätsnachweis könnte ein Markt für Netzbetreiber oder auch für andere Akteure entstehen. Hierfür ist ein strukturierter Datenaustausch unerlässlich, der es ermöglicht, Angebot und Nachfrage schnell und sicher zusammenzuführen. Der Regionalitätsnachweis, also die Information darüber, an welchem Netzknoten die Flexibilität vorhanden ist, wäre aus Sicht der Netzbetreiber eine elementar wichtige Information, damit er bspw. aufgrund aktueller Prognosen einem bevorstehenden Netzengpass lokal frühzeitig entgegenwirken kann. Es steht zur Diskussion, wie der Regionalitätsnachweis, die jeweiligen neuen Produkte, die Regularien oder der Datenaustausch im Detail aussehen könnten.

Bei allen Ideen, Entwürfen und Überlegungen dürfen zwei aus Systemsicht essentiell wichtige Aspekte nicht vergessen werden: Die Versorgungssicherheit und die Systemsicherheit müssen immer an oberste Stelle stehen. Aus Unternehmenssicht muss die Kundenzufriedenheit höchste Priorität genießen.

⁵⁸. Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (DKE) (2013, S. 7)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wissenschaftliche Beiträge der vorliegenden Arbeit	2
Abbildung 2: Struktur der Arbeit.....	4
Abbildung 3: Historische Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 - 2012 (Eigene Darstellung) [5].....	5
Abbildung 4: Ausbaupfad Regenerativer Energien in Deutschland (Ausbau Szenario EE) (eigene Darstellung) [6].....	6
Abbildung 5: Verfügbare und gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast (Leistungsbilanz) Januar 2011 (eigene Darstellung) [9].....	7
Abbildung 6: Essentielle Bausteine für eine erfolgreiche Energiewende eingebettet in das energiepolitische Dreieck.....	10
Abbildung 7: Unterschied zwischen EMS, LM, DSI, DSM und DSR (DR).....	14
Abbildung 8: Anwendungen von Lastmanagement (eigene Darstellung) [36]	15
Abbildung 9: Einordnung der Begrifflichkeiten: Lastmanagement, Lastverschiebung, Lastabwurf	17
Abbildung 10: Struktur der Stromnachfrage 2011 in Mrd. kWh bzw. TWh (eigene Darstellung) [40].	19
Abbildung 11: Stromnachfrage der Industrie 2010 in Mrd. kWh bzw. TWh (eigene Darstellung) [42]	20
Abbildung 12: Die zehn stromintensivsten Industriezweige Deutschlands in kWh pro Tsd. € Bruttowertschöpfung, ihr Stromverbrauch und die Anzahl der Unternehmen im Jahr 2010 (eigene Darstellung) [42, 43].....	21
Abbildung 13: Strukturelle Übersicht der Strombezugs- und Stromvertriebswege (eigene Darstellung) [44]	22
Abbildung 14: Zeitliche Einordnung der Strombezugs- und Stromvertriebswege	23
Abbildung 15: Übersicht Börsenzulassung, Börsenstruktur, Börsenorgane, Regelwerke und Vertragsbeziehungen (eigene Darstellung) [47]	24
Abbildung 16: Handelszeitfenster für Stunden (oben)- und Viertelstundenkontrakte (unten)	25
Abbildung 17: DSI-Anbieter im europäischen Raum [51]	27
Abbildung 18: Technisches Lastreduktionspotenzial in einzelnen Stunden, simuliert für Mittwoch den 01.12.2010 [10]	30
Abbildung 19: Lastverschiebungspotenzial Industrie, simuliert für 01.12.2010, 18:00 Uhr, bis 08.12.2010, 17:00 Uhr [10]	31
Abbildung 20: Lastabwurfpotenzial Industrie vom 01.12.2010, 18:00 Uhr, bis 08.12.2010, 17:00 Uhr [10]	31
Abbildung 21: Lastverschiebungspotenzial am Mittwoch (01.12.2010, 18:00 Uhr bis 22:00 Uhr) [10]	32

Abbildung 22: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Aluminium bei vollständiger Ausnutzung der jährlichen Produktionskapazität 2010 [41]	37
Abbildung 23: LM (hier: LMM)-Potenziale und Speicherkapazitäten betrachteter Anwendungen [57]	38
Abbildung 24: Entwicklung von DSI in den USA von 2006 – 2008 [35]	39
Abbildung 25: Teilnehmer und Informationsfluss von DSI am Beispiel der Minutenreservebereitstellung [35]	39
Abbildung 26: Technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung in Abhängigkeit der Abschaltzeit [35]	40
Abbildung 27: Hemmnisse bei der Nutzung von DSI-Potenzialen (eigene Darstellung) [35]	41
Abbildung 28: Aktuell durchgeführtes Lastmanagement in Unternehmen [60]	43
Abbildung 29: Einschätzung des technischen Lastmanagements in Unternehmen [60]	44
Abbildung 30: Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen [60]	44
Abbildung 31: Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland [60]	45
Abbildung 32: Automatisierungspyramide und Energieoptimierung [82]	51
Abbildung 33: Kopplung Industrial Smart Grid mit dem unternehmensexternen Smart Grid [82]	52
Abbildung 34: Systemübersicht [83]	53
Abbildung 35: Informationsfluss für die Planung [83]	53
Abbildung 36: Illustration der zweistufigen Vorgehensweise	61
Abbildung 37: Beispiel für die horizontale Analyse für den Intraday-Markt (Viertelstunden)	62
Abbildung 38: Vier Diagramme für die vertikale Analyse	63
Abbildung 39: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2009... 64	
Abbildung 40: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2010... 65	
Abbildung 41: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2011... 65	
Abbildung 42: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2012 (Stundenpreise)	66
Abbildung 43: Maximum, Median und Minimum für jede Tageszeit und jeweilige Häufigkeit 2012 (1/4-Stundenpreise)	67
Abbildung 44: Abstrakte Form der Preiskurven an Werktagen	68
Abbildung 45: Preise für die ersten zwei Quartale in 2012 (Intraday; Last Price; Viertelstundenpreise)	69

Abbildung 46: Preise für die letzten zwei Quartale in 2012 (Intraday; Last Price; Viertelstundenpreise)	70
Abbildung 47: Netzeinspeisung und Residuallast in Deutschland 2012 (eigene Darstellung).....	72
Abbildung 48: Gradient der Netzeinspeisung und der Residuallast in Deutschland 2012 (eigene Darstellung)	73
Abbildung 49: Anzahl der Null-Preise (Jahres- und Tagesverlauf)	75
Abbildung 50: Anzahl der Negativ-Preise (Jahres- und Tagesverlauf)	76
Abbildung 51: Handelsvolumen (Jahres- und Tagesverlauf).....	77
Abbildung 52: Preise (Median) für Januar und April an Werktagen für 2009-2012 (Last Price).....	78
Abbildung 53: Preise (Median) für Juli und Oktober an Werktagen für 2009-2012 (Last Price)	79
Abbildung 54: Minimum, Maximum und Mittelwert für alle Montage (eigene Darstellung) [87]	81
Abbildung 55: Prozentuale Abweichung vom Stundenmittelwert (eigene Darstellung) [87]	82
Abbildung 56: Konzept der strukturierten Beschaffung für den Unternehmenspool (eigene Darstellung) [87].....	83
Abbildung 57: Vergleich des ursprünglichen und des optimierten Lastgangs des Pools (eigene Darstellung) [87].....	86
Abbildung 58: Schematische Darstellung des REFI-Modells [28].....	92
Abbildung 59: Übersicht der relevanten Parameter des REFI-Modells [28]	93
Abbildung 60: Drei Elementarstrukturen und eine komplexe Prozessstruktur	95
Abbildung 61: Die drei Elementarformen des REFI-Modells	96
Abbildung 62: Verlauf des Wirkleistungsbezugs eines Elektro-Ofens [89]	96
Abbildung 63: Anwendung des Wahrscheinlichkeitskanals (eigene Darstellung)	99
Abbildung 64: Annahmen und Grenzen des REFI-Modells	100
Abbildung 65: Übersicht über die Datengrundlage der Optimierung für die Zielfunktionen.....	102
Abbildung 66: Übersichtsflussdiagramm des entwickelten REFI-Modells.....	103
Abbildung 67: Leistung-Preis-Zuordnung.....	104
Abbildung 68: Erläuterung der Integrale zur Kostenberechnung	107
Abbildung 69: Übersicht der Optimierung des REFI-Modells	108
Abbildung 70: Vorgehensweise des REFI-Modells	109
Abbildung 71: Struktogramm für die Berechnung der frühestmöglichen Startzeit und der spätestmöglichen Endzeit	111

Abbildung 72: Struktogramm für die Berechnung der Dauer und Leistung des Produktionsschritts und für die Berechnung der Kosten für jeden Verschiebungsschritt	112
Abbildung 73: Illustration zur Berechnung der last zone und Restlaufzeit für den ersten Verschiebungsschritt	113
Abbildung 74: Struktogramm für die Berechnung der Kosten des Produktionsschritts für jeden Verschiebungsschritt	114
Abbildung 75: Definierte Produktionsprozessstruktur.....	116
Abbildung 76: Methodik der Ergebnisauswertung der Simulation des REFI-Modells	119
Abbildung 77: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	120
Abbildung 78: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise).....	121
Abbildung 79: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)	122
Abbildung 80: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)	122
Abbildung 81: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	123
Abbildung 82: Histogramm der Einsparung (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE).....	124
Abbildung 83: Übersicht der Einsparungen für alle sechs Simulationen	124
Abbildung 84: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise).....	125
Abbildung 85: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise).....	126
Abbildung 86: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)...	127
Abbildung 87: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)	127
Abbildung 88: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	128
Abbildung 89: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	129
Abbildung 90: Übersicht zur Einsparungshöhe für alle sechs Simulationen	129
Abbildung 91: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise).....	130
Abbildung 92: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)	131
Abbildung 93: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE).....	132

Abbildung 94: Verschiebungen je Zeitfenster für alle sechs Simulationen	133
Abbildung 95: Grafische Simulationsergebnisse (15 Produktionsschritte, Optimierung auf Viertelstundenpreisbasis)	134
Abbildung 96: Die vier Phasen des Machbarkeitsnachweises	136
Abbildung 97: Test auf Normalverteilung (15 Produktionsschritte)	138
Abbildung 98: Test auf Normalverteilung (10 Produktionsschritte)	138
Abbildung 99: Energie- und Stoffflussdiagramm zur Papierproduktion[41].....	xli
Abbildung 100: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Aluminium bei vollständiger Ausnutzung der jährlichen Produktionskapazität 2010 [41]	xlii
Abbildung 101: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Stahl [41]	xlii
Abbildung 102: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Chlor [41].....	xliii
Abbildung 103: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Zement [41]	xliv
Abbildung 104: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Abwasser [41].....	xlv
Abbildung 105: Preisverteilung für 2009 und 2010 (Last Price)	xlvi
Abbildung 106: Preisverteilung für 2011 und 2012 (Last Price)	xlviii
Abbildung 107: Preise für August 2009 (Last Price)	xlix
Abbildung 108: Preise für August 2012 (Last Price)	l
Abbildung 109: Preise für August 2012 (Last Price)	li
Abbildung 110: Ausgewählte Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes	liii
Abbildung 111: Mittelwert Temperatur in °C und Mittelwert Windgeschwindigkeit in m/s für August	liii
Abbildung 112: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise).....	liv
Abbildung 113: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)	liv
Abbildung 114: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE).....	lv
Abbildung 115: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lvi
Abbildung 116: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lvi
Abbildung 117: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)	lvii
Abbildung 118: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Stundenpreise).....	lvii

Abbildung 119: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lviii
Abbildung 120: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lviii
Abbildung 121: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lix
Abbildung 122: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lix
Abbildung 123: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)	lx
Abbildung 124: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)	lx
Abbildung 125: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lxi
Abbildung 126: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lxi
Abbildung 127: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lxii
Abbildung 128: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)	lxii
Abbildung 129: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)	lxiii
Abbildung 130: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)	lxiii
Abbildung 131: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lxiv
Abbildung 132: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)	lxiv
Abbildung 133: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Januar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxv
Abbildung 134: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Februar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxvi
Abbildung 135: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im März ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxvii
Abbildung 136: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im April ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxviii
Abbildung 137: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Mai ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxix

Abbildung 138: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Juni ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxx
Abbildung 139: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Juli ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxi
Abbildung 140: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im August ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxii
Abbildung 141: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im September ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxiii
Abbildung 142: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Oktober ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxiv
Abbildung 143: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im November ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxv
Abbildung 144: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Dezember ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxvi
Abbildung 145: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Januar ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxvii
Abbildung 146: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Februar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxviii
Abbildung 147: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im März ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxix
Abbildung 148: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im April ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxx
Abbildung 149: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Mai ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxx i
Abbildung 150: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Juni ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxx ii
Abbildung 151: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Juli ohne (oben) und mit Optimierung (unten).....	lxxx iii
Abbildung 152: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im August ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxx iv
Abbildung 153: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im September ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxx v
Abbildung 154: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Oktober ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxx vi
Abbildung 155: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im November ohne (oben) und mit Optimierung (unten)	lxxx vii



Abbildung 156: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Dezember ohne (oben) und mit
Optimierung (unten).....lxxxviii

Abkürzungsverzeichnis

\$	Dollar
%	Prozent
€	Euro
§	Paragraph
°C	Grad Celsius
a	Jahr
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
acatech	Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AG	Aktiengesellschaft
Al	Primäraluminium
Anm. d. A.	Anmerkung des Autors
AON	All-or-None
APG	Austrian Power Grid AG
ARM	Adequacy Reference Margin
Art.	Artikel
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren
AtGÄndG	Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
bspw.	beispielsweise
BT	Bundestag
bzw.	beziehungsweise
CAISO	California Independent System Operator
CDU	Christlich Demokratische Union

Cl	Chlor
CO ₂	Kohlendioxid
CSP	Curtailment Service Provider
CSU	Christlich-Soziale Union
ct.	Eurocent
d.h.	das heißt
DCC	Demand Connection Code
dena	Deutsche Energie-Agentur
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
DIN	Deutsches Institut für Normung
DR	Demand Side Response
DRAS	Demand Response Automation Server
DSI	Demand Side Integration
DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
DSR APC	Demand Side Response Active Power Control
DSR RPC	Demand Side Response Reactive Power Control
DSR SFC	Demand Side Response System Frequency Control
DSR TCM	Demand Side Response Transmission Constraint Management
DSR VFPC	Demand Side Response Very Fast Active Power Control
e.V.	eingetragener Verein
ECC	European Commodity Clearing AG
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EM	Energiemanagement
EMS	Energiemanagementsystem
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX Spot SE	European Power Exchange Spot

EU	Europäische Union
EVG	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
ewi	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
FDP	Freie Demokratische Partei
ff.	fortfolgende
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FOK	Fill-or-Kill
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
Gl.	Gleichung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GUC	Generic Use Cases
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GW _e	Gigawatt elektrisch
H. v.	Herstellung von
Hs	Holzschliff
Hz	Hertz
h	Stunde
i.w.S.	im weiteren Sinne
IAEA	Internationale Atomenergie-Agentur
ID	Identifikationsnummer
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Inc.	Incorporated (amerikanische Unternehmensform)
INES	International Nuclear and Radiological Event Scale
IOC	Immediate-or-Cancel
IQR	interquartile range
ISO	International Organization for Standardization

J	Joule
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kvar	Blindleistung
kW	Kilowatt
kW _{el}	elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LM	Lastmanagement
Ltd.	Limited (engl. Unternehmensform vergleichbar mit GmbH)
m	Meter
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MessZV	Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
M _w	Momenten-Magnituden-Skala
MWh	Megawattstunde
N	Nord
NABEG	Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus
NCM	Nicht-Clearing-Mitglied
neg.	Negativ
NOC	Network Operation Center
Nr.	Nummer
O	Ost
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OTC	Over the counter
PDCA-Zyklus	Plan-Do-Check-Act-Zyklus
Phelix	Physical Electricity Index
PLC	Programmable Logic Controller

PLZ	Postleitzahl
P_{Nenn}	Bemessungsleistung
pos.	positiv
PP	Produktionsprozess
PPS	Produktionsprozessesstruktur
PS	Produktionsschritt
PV	Photovoltaik
q	Viertelstundenpreise
REFI-Modell	Renewable Energy For Industry-Modell
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RTP-Tarif	Real time Pricing-Tarif
S.	Seite
s.	siehe
SAIDI	System Average Interruption Duration-Index
SEDC	Smart Energy Demand Coalition
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SGCG	Smart Grid Coordination Group
St	Elektrostahl
StrEG	Stromeinspeisegesetz
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
TJ	Terajoule
TOU-Tarif	Time of use-Tarif
Tsd.	Tausend
TSO	Transmission system operator (Übertragungsnetzbetreiber)
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TWh	Terrawattstunden
u.a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	United States of America
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
vgl.	vergleiche

VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine
VNB	Verteilnetzbetreiber
VoLL	Value of lost load
Wa	Abwasserbehandlung
WGFSS	Working Group First Sets of Standards
WGRA	Working Group Reference Architecture
WGSP	Working Group Sustainable Processes
Ws	Wattsekunde
z.B.	zum Beispiel
Ze	Zement
Zs	Zellstoff

Formelzeichen

Formelzeichen	Dimension	Name/Bedeutung
A	1	Anzahl der Energieblöcke/Produktionsschritte
a	1	Laufvariable für Energieblöcke (1... A)
\hat{a}	1	Viertelstunde des Starts eines Produktionsschritts als ganze Zahl
Bl	1	Branchenindex
c_a	%	Auslastung des Energieblocks a
cb_{\max}	€	Maximale Preisgrenze
cb_{\min}	€	Minimale Preisgrenze
c_{pp}	€	Kosten pro Preiszone
$D12$	1	Deutschland 2012
$\delta(t)$	€	Erstes Teilintegral zur Berechnung der Kosten
d_a	hh:mm	Dauer des Energieblocks a
d_n	hh:mm	Dauer des Nachfolgers bei 100% Auslastung
d_v	hh:mm	Dauer des Vorgängers bei 100% Auslastung
d_Q	€/MWh	Interquartile range Abstand zwischen dem 75 %- und 25 %-Quantil
dl_{pp}	hh:mm	Deadline für den Produktionsprozess
$\varepsilon(t)$	€	Zweites bis n-tes Teilintegral zur Berechnung der Kosten
\hat{e}	1	Viertelstunde des Endes eines Produktionsschritts als ganze Zahl
e_a	hh:mm	Ende des Energieblocks a
e_A	hh:mm	Ende des letzten Energieblocks A
e'_a	hh:mm	Spätestmögliche Endzeit des Energieblocks a
e_{ar}	hh:mm	Spätestmögliche Endzeit des Energieblocks a im Verschiebungsschritt
e_v	hh:mm	Spätestmögliche Endzeit des Vorgängers v
Eb_a	1	Energieblock a
$EE_{\text{Sum},i,\max}$	MW	Tagesmaximum an Erneuerbaren Energien
$EE_{\text{Sum},i,\min}$	MW	Tagesminimum an Erneuerbaren Energien
$EE_{\text{Sum},ij}$	MW	Absolute Einspeisung von EE (Wind und Sonne) aller vier Regelzonen am Tag i zur Viertelstunde j
$H_{1,Bl}$	%	Hochrechnungsfaktor 1
$H_{2,Bl}$	%	Hochrechnungsfaktor 2

$H_{3,BI}$	%	Hochrechnungsfaktor 3
i	1	Index für Tag des Jahres 2012 (1...365)
j	1	Index für Viertelstunde des Tages (1...96)
k	1	Ein Vielfaches
$k_{EE,i,x}$	€	Preis für ein bestimmten Einspeisewert x an einen Tag i von Erneuerbaren Energien
$k_{EE,i}^f$	€/MW	Preisfaktor
KPT_i	€	Referenzkosten pro Tag i des definierten Produktionsprozesses
KPJ_{WT2012}	€	Referenzkosten des definierten Produktionsprozesses über das Jahr 2012 (Werktage)
λ	%	Maximale Prognoseunsicherheit des Wahrscheinlichkeitskanals
l_a	%	Teillastfähigkeit des Energieblocks a (0...1)
ll_{pp}	hh:mm	Liveline für den Produktionsprozess
lz	hh:mm	last zone
$\mu(t)$	€	Letztes Teilintegral zur Berechnung der Kosten
M	1	Matrix
m	1	Laufvariable für die Testauslastung w / von l_a bis $c_a = 100$ %
$m_{0,25}$	€/MWh	Unteres Quartil (25 %-Quantil)
$m_{0,75}$	€/MWh	Oberes Quartil (75 %-Quantil)
m_{ij}	€/MWh	Element von M mit dem Zeilenindikator i und dem Spaltenindikator j
\bar{m}_j	€/MWh	Arithmetisches Mittel
m_{ij}	€/MWh	Element von M mit dem Zeilenindikator i und dem Spaltenindikator j
m_{ijmax}	€/MWh	Größtes Element von M
m_{ijmin}	€/MWh	Kleinstes Element von M
m_{medj}	€/MWh	Median von M für die Viertelstunde j
m_p	€/MWh	Preisquartile- bzw. -perzentile
n	1	Laufvariable für die Nachfolger (N) eines Energieblocks
N	1	Nachfolger eines Energieblocks
$N_{1,BI}$	1	Anzahl der Standorte der Grundgesamtheit
$n_{1,BI}$	1	Anzahl der Standorte der Stichprobe
\hat{o}	1	Obere Grenze des Intergrals
p	1	Quartil- bzw. Perzentilwert (0...1)

$P_{2,BI}$	t/a	Jahresproduktion 2010 der Grundgesamtheit
$p_{2,BI}$	t/a	Jahresproduktion 2010 der Stichprobe
p_a	MW	Wirkleistung des Energieblocks a
p_{ij}	%	Wert des Wahrscheinlichkeitskanal am Tag i für die Viertelstunde j
$pg_{a,const}$	MW/Zeit	Konstanter Lastgradient (Rechteck)
$pg_{a,neg}$	MW/Zeit	Negativer Lastgradient (Dreieck mit negativer Steigung)
$pg_{a,pos}$	MW/Zeit	Positiver Lastgradient (Dreieck mit positiver Steigung)
$pg_{a,x}$	MW/Zeit	Allgemeine Bezeichnung für Lastgradient
$PK_{2,BI}$	t/a	Jahresproduktionskapazität 2010 der Grundgesamtheit
$pk_{2,BI}$	t/a	Jahresproduktionskapazität 2010 der Stichprobe
PP	1	Produktionsprozess
prd	hh:mm	Dauer des Zeitfensters, in dem der Produktionsschritt in der betrachteten Preiszone aktiv ist
$pr_{i()}$	€/MWh	Preis für die Berechnung verschiedener Viertelstunden am Tag i
pr_{ij}	€/MWh	Preis für die Viertelstunde j am Tag i
PS	1	Produktionsschritt
PSS	1	Produktionsprozessesstruktur
$pV_{50H,ij}$	MW	Photovoltaikeinspeisung in der Regelzone <i>50Hertz</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$pV_{Amp,ij}$	MW	Photovoltaikeinspeisung in der Regelzone <i>Amprion</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$pV_{EBW,ij}$	MW	Photovoltaikeinspeisung in der Regelzone <i>TransnetBW</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$pV_{Sum,ij}$	MW	Photovoltaikeinspeisung aller vier Regelzonen am Tag i zur Viertelstunde j
$pV_{Ten,ij}$	MW	Photovoltaikeinspeisung in der Regelzone <i>TenneT</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$pZ_{EndeTag}$	1	Letzte Preiszone des Tages
$pZ_{StartTag}$	1	Erste Preiszone des Tages
pZ_x	1	Preiszone x am Tag
Q	1	Quartil
s'^2_j	€/MWh	Varianz für die Viertelstunde j
s_1	hh:mm	Startzeit des ersten Energieblocks
s_a	hh:mm	Startzeit des Energieblocks a
s'_a	hh:mm	Frühestmögliche Startzeit des Energieblocks a

s_{1A}	1	Element der <i>PPS-Matrix</i> (Erster Prozessschritt ist Vorgänger vom letzten Prozessschritt, wenn die Variable den Wert „1“ annimmt)
s_{aa}	1	Element der <i>PPS-Matrix</i>
s_{ar}	hh:mm	Frühestmögliche Startzeit des Energieblocks a im Verschiebungsschritt
s_n	hh:mm	Frühestmögliche Startzeit des Nachfolgers
s'_j	€/MWh	Standardabweichung für die Viertelstunde j
Sum	MW	Summe über alle vier Regelzonen
T	1	Maximales Zeitfenster (1.440 Minuten)
t'	1	Minute am Tag (1...1.440)
\hat{u}	1	Untere Grenze des Integrals
v	1	Laufvariable für die Vorgänger (V) eines Energieblocks
V	1	Vorgänger eines Energieblocks
\hat{w}	1	Dauer des Produktionsschritts als ganze Zahl
$w_{50H,ij}$	MW	Windeinspeisung in der Regelzone <i>50Hertz</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$w_{Amp,ij}$	MW	Windeinspeisung in der Regelzone <i>Amprion</i> am Tag i zur Viertelstunde j
$w_{EBW,ij}$	MW	Windeinspeisung in der Regelzone <i>TransnetBW</i> am Tag i zur Viertelstunde j
wl_m	1	Testauslastung mit m von l_a bis $c_a = 100\%$
$w_{Sum,ij}$	MW	Windeinspeisung aller vier Regelzonen am Tag i zur Viertelstunde j
$w_{Ten,ij}$	MW	Windeinspeisung in der Regelzone <i>TenneT</i> am Tag i zur Viertelstunde j
x	MW	Einspeisewert an Erneuerbaren Energien
z	hh:mm	Restlaufzeit in einer Preiszone

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Netto-Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen: Vergleich 2000 und 2010*. Available: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten (2011, Aug. 11).
- [2] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (BPA), *Energiewende kommt*. Berlin, 2011.
- [3] Bundesregierung (BReg), *Eckpunkte Energiekonzept 2050*. Available: <http://www.dstgb.de/dstgb/Home/Schwerpunkte/Energiewende%20und%20kommunaler%20Klima-schutz/Weitere%20Informationen/Eckpunktepapier%20der%20Bundesregierung%20zur%20Energiewende%20%28PDF,%2033%20KB%29/Energiepaket%20Kabinettt%206.6.%20%28Chapeau%29.pdf> (2011, Aug. 18), p. 1.
- [4] B. Freiwald, *Handbuch Energiehandel*, 2nd ed. Berlin: Erich Schmidt, 2010, p. 41.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), *Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung*
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Available: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf (2012, Feb. 15), p. 6.
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Energiedaten: Kraftwerke*. Available: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten (2012, Mar. 29).
- [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Gesicherte Leistung - Effiziente Energiesysteme*. Available: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/g/gesicherte-leistung.html> (2012, Mar. 29).
- [9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft*. Available: [http://bdew.de/internet.nsf/res/C70A93716903FAD8C12578A20037B11C/\\$file/110531_Folien-satz_Energie-Info%20Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/res/C70A93716903FAD8C12578A20037B11C/$file/110531_Folien-satz_Energie-Info%20Auswirkungen%20des%20Moratoriums%20auf%20die%20Stromwirtschaft.pdf) (2012, Mar. 29).
- [10] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (ewi), Ed, *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Köln, 2012, pp. 37, 31 ff., 36 ff., 39 ff.
- [11] European Network of transmission system operators for electricity, *System Adequacy Forecast 2009 – 2020*. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf (2012, Apr. 05).
- [12] Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN), Ed, *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, 2007, p.44.
- [13] acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Ed, *Future Energy Grid: Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem*. Position. München, 2012, p. 10-11.
- [14] Deutsche Atomforum e.V, Ed, *Der Reaktorunfall in Fukushima Daiichi: Folge fehlerhafter Auslegung und unzureichender Sicherheitstechnik*. Berlin, 2012, p. 2.

-
- [15] Frankfurter Allgemeine Zeitung GmbH, *Drei Monate Moratorium: Alte Atomkraftwerke werden abgeschaltet* - Inland - FAZ. Available: <http://www.faz.net/aktuell/politik/inland/drei-monate-moratorium-alte-atomkraftwerke-werden-abgeschaltet-1609784.html> (2012, Sep. 25).
- [16] D. Liebig, 13. AtGÄndG Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes. Available: <http://www.buzer.de/gesetz/9848/index.htm> (2012, Sep. 25).
- [17] W. Koelzer, *Lexikon zur Kernenergie, 2012-006-06 IK*, 145th ed. Karlsruhe: Forschungszentrum, 2001, p. 82.
- [18] G. Brauner, "Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende," in *ETG-Fachbericht*, vol. 136, *Netzregelung und Systemführung: Wege in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige Stromversorgung, Vorträge der ETG-Fachtagung vom 11. bis 12. Juni 2013 in München*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2013.
- [19] S. Molfese, "Einsatzflexibilität und Systemdienstleistungen der konventionellen Kraftwerke," in *ETG-Fachbericht*, vol. 136, *Netzregelung und Systemführung: Wege in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige Stromversorgung, Vorträge der ETG-Fachtagung vom 11. bis 12. Juni 2013 in München*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2013.
- [20] U. Tomschi, "Flexible thermische Kraftwerke für die Energiewende," in *ETG-Fachbericht*, vol. 136, *Netzregelung und Systemführung: Wege in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige Stromversorgung, Vorträge der ETG-Fachtagung vom 11. bis 12. Juni 2013 in München*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2013.
- [21] C. Oerter, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek, P. Klöcker, W. Friedrich, J. Antoni, and P. Birkner, "Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [22] C. Brunner, B. M. Buchholz, H. Hampel, and A. Naumann, "Informations- und Kommunikationstechnologien zur Betriebsführung smarter Verteilungsnetze auf Basis der Deutschen Normungsroadmap," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [23] M. Khattabi, C. Hübner, A. Kießling, and M. Braun, "Verteilnetzautomatisierung als Grundlage für die intelligente Energieversorgung der Zukunft," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [24] G. Balzer, "Welches Stromnetz braucht Europa?," Frankfurt am Main, Mar. 2012.
- [25] A. Krontiris, T. Benz, E. Spahic, and R. Görner, "Netze der Zukunft - Deutschland, Europa und Desertec," *Netzregelung und Systemführung*, 2013.
- [26] A. Moser, W. Wellßow, H. Pluntke, M. Sterner, and M. Keimeier, "Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung: Speicherungsbedarf," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [27] B. M. Buchholz, V. Bühner, U. Berninger, B. Fenn, and Z. A. Styczynski, "Intelligentes Lastmanagement - Erfahrungen aus der Praxis," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Con-*

- gresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [28] A. von Scheven and M. Prella, "Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [29] *Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften*, 2012.
- [30] *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten): AbLaV*, 2012.
- [31] H. Schlienamp, *Verordnung zu abschaltbaren Lasten*. Berlin, 2012, p. 1.
- [32] European Network of transmission system operators for electricity, *ENTSO-E Network Code on Demand Connection*. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/demand-connection/> (2013, Feb. 18), pp. 4, 8.
- [33] *How can the Demand Connection Code facilitate Demand Side Response measures across Europe?* Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/demand-connection/> (2013, Feb. 18).
- [34] R. Pfeiffer, "European Network Codes for Grid Connection," in *ETG-Fachbericht*, vol. 136, *Netzregelung und Systemführung: Wege in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige Stromversorgung, Vorträge der ETG-Fachtagung vom 11. bis 12. Juni 2013 in München*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2013.
- [35] S. von Roon and T. Gobmaier, *Demand Response in der Industrie: Status und Potenziale in Deutschland*. Available: http://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (2012, Dec. 06), pp. 4-6, 8, 14, 15, 13, 33-34.
- [36] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Lastmanagement - Effiziente Energiesysteme*. Available: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/lastmanagement.html#tab2> (2012, Apr. 19).
- [37] M. Wittwer, *Der deutsche Strommarkt und die ökonomische Beschaffung von Strom in energieintensiven Industrieunternehmen*, 1st ed. München: GRIN Verlag, 2008, p. 48 ff.
- [38] *Börsengesetz: BörsG*, 2012.
- [39] P. Vassilopoulos, *Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets* (2013, Mar. 04), p. 46-47.
- [40] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), *Energiedaten*. Available: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten (2013, Feb. 18).
- [41] M. Prella, "Ermittlung und Analyse des industriellen Lastverschiebungspotentials in Deutschland," Masterarbeit, Elektrische Energiesysteme, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2011, pp. 67 ff., 25-26, 32.
- [42] Statistisches Bundesamt, *Energieverwendung: Energieverwendung der Bereiche im Verarbeitenden Gewerbe*. Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Tabelle n/KohleErdgasStrom2010.html> (2012, Oct. 15).
- [43] Statistisches Bundesamt, *Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (2-/3-/4-Steller)*. Available: <https://www-gene-sis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=65C26A167C619372A44771EA66CCE0E0.tomcat>

- _GO_2_2?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1350375358450&auswahl
opera-
tion=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlzi-
el=werteabruf&selectionname=42251-
0001&auswahltext=&nummer=18&variable=2&name=WZ08X2&werteabruf=Werteabruf
(2012, Oct. 16).
- [44] Bundeskartellamt (BKAm), Ed, *Sektoruntersuchung: Stromerzeugung und Stromgroßhandel*. (B10-9/09). Bonn, 2011, p. 47.
- [45] A. Kießling, "E-Energy-Projekt: Modellstadt Mannheim," Berlin, Dec. 2011.
- [46] M. Laskowski, "Zwischenergebnisse und Botschaften aus E-DeMa," Oct. 2012.
- [47] European Energy Exchange AG, Ed, *Schulung zum Börsenhändler: Grundlagen*. Leipzig, 2010, pp. 2, 5ff.
- [48] *ConnectingMarkets: Unternehmen & Produkte*. Available: <http://www.eex.com/de/EEX/Produkte%20%26%20Entgelte/Strom> (2012, Aug. 14), pp. 8, 12.
- [49] International Energy Agency (IEA), *Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes: Annual Report*. Available: <http://www.ieadsm.org/Files/Exco%20File%20Library/Annual%20Reports/2011AR.pdf> (2013, Feb. 19), p. 67 f.
- [50] Smart Energy Demand Coalition (SEDC), *SEDC - Homepage*. Available: <http://sedc-coalition.eu/> (2013, Feb. 19).
- [51] J. Stromback, "Smart Energy Demand Coalition," Innogrid 2020, Feb. 2013, p. 11.
- [52] EnerNOC Inc, *Energy management solutions for demand response, energy efficiency, energy procurement, & carbon management*. Available: <http://www.enernoc.com/> (2012, Dec. 03).
- [53] Energy Pool, *1st European Demand Response Operator*. Available: <http://www.energy-pool.eu/index.php?lang=en> (2012, Dec. 03).
- [54] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Ed, *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, 2010, pp. 407 ff., 420, 425, 427.
- [55] M. Paulus and F. Borggreffe, "The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany," *Applied Energy*, vol. 88, pp. 432–441, http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIimg&_imagekey=B6V1T-4YVG89G-1-C&_cdi=5683&_user=10568004&_pii=S0306261910000814&_origin=&_zone=rslt_list_item&_coverDate=02%2F28%2F2011&_sk=999119997&wchp=dGLzVlz-zSkWI&md5=82ed85947d4b81948f86800639fcd99d&ie=/sdarticle.pdf, 2011, p. 436.
- [56] M. Klobasa, "Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten," Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Zürich, 2007, pp. 27, 68.
- [57] A. von Scheven and M. Prella, "Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix: Endbericht," 2012.
- [58] I. Stadler, *Demand response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin: dissertation.de, 2006, p. 195 ff.
- [59] M. Stötzer, "Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen Potenzialanalyse und Bewertung," Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, 2012, pp. 103 ff.
- [60] M. Klobasa, and G. Angerer et al, *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland: Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft* (2013, Sep. 30), pp. 13, 14, 16, 17.

-
- [61] Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt am Main, 2012.
- [62] H. Aalami, M. P. Moghaddam, and G. Yousefi, "Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs," *Applied Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 243–250, <http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/docs/haalami1.pdf>, 2010.
- [63] S. Ashok, "PLC-based Load Management in Steel Rolling Mills," *Energy Engineering*, vol. 107, no. 4, pp. 38–53, <http://www.energyvortex.com/files/plccasestudy.pdf>, 2010.
- [64] S. Ashok and R. Banerjee, "An optimization mode for industrial load management," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 16, no. 4, pp. 879–884, 2001.
- [65] M. Balijepalli, V. Pradhan, and S. A. Khaparde, "Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm," *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 236–243, http://www.desmartgrid.com/wp-content/uploads/2012/07/review_of_demand_response_vskmurthy.pdf, 2011.
- [66] M. Eissa, "Demand Side Management Program Evaluation Based on Industrial and Commercial Field Data," pp. 15–19, <http://www.sdaengineering.com/MEPCON10/Papers/105.pdf>, 2010.
- [67] G. Ghatikar, J. Mathieu, M. A. Piette, and S. Kiliccote, "Open Automated Demand Response Technologies for Dynamic Pricing and Smart Grid," pp. 1–8, 2010.
- [68] A. H. M. Hughes, and A. Trikam et al, *Study of demand side management potential in south african industries*. Available: http://active.cput.ac.za/energy/web/icue/papers/2006/22_A_Hughes.pdf (2011, Jul. 04), S. 16.
- [69] S. Nadel and J. Jordan, *Industrial Demand-Side Management Programs: What's Happened, What Works, What's Needed*: American Council for an Energy-Efficient Economy, 1993.
- [70] S. Kiliccote, M. A. Piette, and G. Ghatikar, "Open Automated Demand Response Communications in Demand Response for Wholesale Ancillary Services," 2009.
- [71] E. Koch and M. A. Piette, "Architecture Concepts and Technical Issues for an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure," vol. 2007, 2007.
- [72] S. Koch, "Demand Response Methods for Ancillary Services and Renewable Energy Integration in Electric Power Systems," Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Zürich, 2012.
- [73] A. Middelberg, J. Zhang, and X. Xia, "An optimal control model for load shifting – With application in the energy management of a colliery," *Applied Energy*, vol. 86, no. 7-8, pp. 1266–1273, <http://www.ee.up.ac.za/~xxia/APEN1480.pdf>, 2009.
- [74] S. Mitra, and I. Grossmann et al, *Optimal Production Planning under Time-sensitive Electricity Prices for Continuous Power-intensive Processes*. Available: <http://egon.cheme.cmu.edu/Papers/MitraGrossmannOptnElec.pdf> (2013, Jan. 25), p. 1 ff.
- [75] D. Olsen, S. Goli, D. Faulkner, and A. McKane, "Opportunities for Energy Efficiency and Demand Response in the California Cement Industry," 2010, p. 1 ff.
- [76] N. Rivers and M. Jaccard, "Electric Utility Demand Side Management in Canada," *EJ*, vol. 32, no. 4, http://bw1.univie.ac.at/fileadmin/user_upload/lehrstuhl_ind_en_uw/lehre/ws1112/SE_Int._Energy_Mgmt_1/DSMCanada.pdf, 2011, S. 93.
- [77] A. P. Sanghvi, "Flexible strategies for load/demand management using dynamic pricing," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 4, no. 1, pp. 83–93, 1989.
- [78] G. Strbac, "Demand side management: Benefits and challenges," *Energy policy*, vol. 36, pp. 4419–4426, http://www.sciencedirect.com/science?_ob=MIImg&_imagekey=B6V2W-4TWOSWR-7-

- 7&_cdi=5713&_user=10568004&_pii=S0301421508004606&_origin=&_coverDate=12%2F31%2F2008&_sk=999639987&view=c&wchp=dGLbVlz-zSkzk&md5=809487486128f856092e206eed82b4a6&ie=/sdarticle.pdf, 2008.
- [79] J. Torriti, M. G. Hassan, and M. Leach, "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575–1583, http://www.bath.ac.uk/lowcarbon/publications/demand_response_in_Europe.pdf, 2010.
- [80] J. van Rensburg, "New demand side management opportunities in the precious metals industry," 2008, p. 1 ff.
- [81] J. Wang, C. N. Bloyd, Z. Hu, and Z. Tan, "Demand response in China," *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1592–1597, http://chinaero.com.cn/images/english/energy_experts/2010/07/12/0E84C16C766F1ECF591C5A15F50D71D0.pdf, 2010.
- [82] S. Schriegel, F. Pethig, and J. Jasperneite, "Intelligente Lastverschiebung in der Produktionstechnik - Ein Weg zum Industrial Smart Grid," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [83] M. Michen, F. Boettinger, and R. Wutzke, "Effektive Nutzung von Energie im Unternehmen durch intelligente Verteilung am Beispiel der energetischen Produktionsprogrammoptimierung," in *VDE Kongress 2012 Smart Grid: Intelligente Energieversorgung der Zukunft ; Kongressbeiträge ; 5. - 6. November 2012, Internationales Congresscenter Stuttgart (ICS)*, Verband der Elektrotechnik (VDE), Ed, Berlin, Offenbach: VDE-Verl, 2012.
- [84] L. Fahrmeir, R. Künstler, I. Pigeot, and G. Tutz, *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004, pp. 55-56, 69, 64, 66-67.
- [85] EPEX Spot SE, *Integrierte Intraday-Märkte: Optimale Flexibilität*. Available: http://www.epexspot.com/de/erneuerbare_energien/integrierte_intraday_märkte (2013, Aug. 21).
- [86] T. Weißbach, "Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen," Dissertation, Energie, Verfahrens- und Biotechnik, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2009, pp. 34 ff.
- [87] J. Thiemann, "Strukturierte Beschaffung an der EEX für einen mittelständischen Industriebetrieb: Betrachtung der Strukturierten Beschaffung über die Strombörse in einer Fallstudie unter zusätzlicher Berücksichtigung von Lastverschiebungspotentialen," Studienarbeit, Elektrische Energiesysteme, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2011, pp. 79, 81, 125, 126, 128.
- [88] V. Hessel, *Energiemanagement: Maßnahmen zur Verbrauchs- und Kostenreduzierung, Förderprogramme, Vorschriften*, 1st ed. Erlangen: PUBLICIS KommunikationsAgentur, 2008, S. 138 ff.
- [89] V. Haverkamp, "Prädiktive dynamische Lastkontrolle für ein Elektrostahlwerk," Hamburg, Nov. 2009.
- [90] K.-I. Voigt, *Gabler Wirtschaftslexikon: Durchlaufzeit*. Available: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/72509/durchlaufzeit-v4.html> (2013, Aug. 12).
- [91] J. Kletti and J. Schumacher, *Die perfekte Produktion: Manufacturing Excellence durch Short Interval Technology (SIT)*. Berlin: Springer, 2011.
- [92] K.-I. Voigt, *Gabler Wirtschaftslexikon: Werkstattproduktion*. Available: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/55465/werkstattproduktion-v5.html> (2013, Aug. 12).

-
- [93] *Gabler Wirtschaftslexikon: Fließfertigung*. Available:
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/55253/fliessproduktion-v5.html> (2013, Aug. 12).

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zum Lastmanagement.....	16
Tabelle 2: DSI-Potenziale der stromintensiven Industrie (dena) (eigene Darstellung) [54]	28
Tabelle 3: Kosten von DSI-Maßnahmen, deren Parameter und Bestandteile (eigene Darstellung) [54]	29
Tabelle 4: Variable, fixe und Investitionskosten für die untersuchten DSI-Prozesse (eigene Darstellung) [54, 55].....	29
Tabelle 5: Lastmanagementpotenziale ausgewählter Anwendungen nach Klobasa (eigene Darstellung) [56].....	33
Tabelle 6: Lastmanagementpotenziale stromintensiver Anwendungen nach Paulus et al. (eigene Darstellung) [55].....	34
Tabelle 7: Investitions- und Betriebskosten nach Paulus et al. (eigene Darstellung) [55].....	34
Tabelle 8: Übersicht über die befragten Branchen (eigene Darstellung) [41]	36
Tabelle 9: LMM-Potenziale und Speicherkapazitäten betrachteter Anwendungen und deren Reaktionszeiten (eigene Darstellung) [57]	37
Tabelle 10: Taxonomie der Energieoptimierung (eigene Darstellung) [82].....	51
Tabelle 11: Kostenblöcke Teilnahme Stromhandel (Termin- und Spotmarkt)	84
Tabelle 12: Sortierte Tagestunden und Lastverschiebungspaare eines Beispieltages (eigene Darstellung) [87].....	87
Tabelle 13: Ergebnisse der Szenarioanalyse Lastverschiebungspotenziale (eigene Berechnung nach Methodik) [87]	87
Tabelle 14: Konfiguration des Produktionsprozesses mit 15 Produktionsschritten	116
Tabelle 15: Konfiguration des Produktionsprozesses mit 10 Produktionsschritten	117
Tabelle 16: Erkenntnisse der horizontalen Analyse (Intraday)	lii

Anhang

A.1. Stoff- und Energieflussdiagramme der befragten Branchen

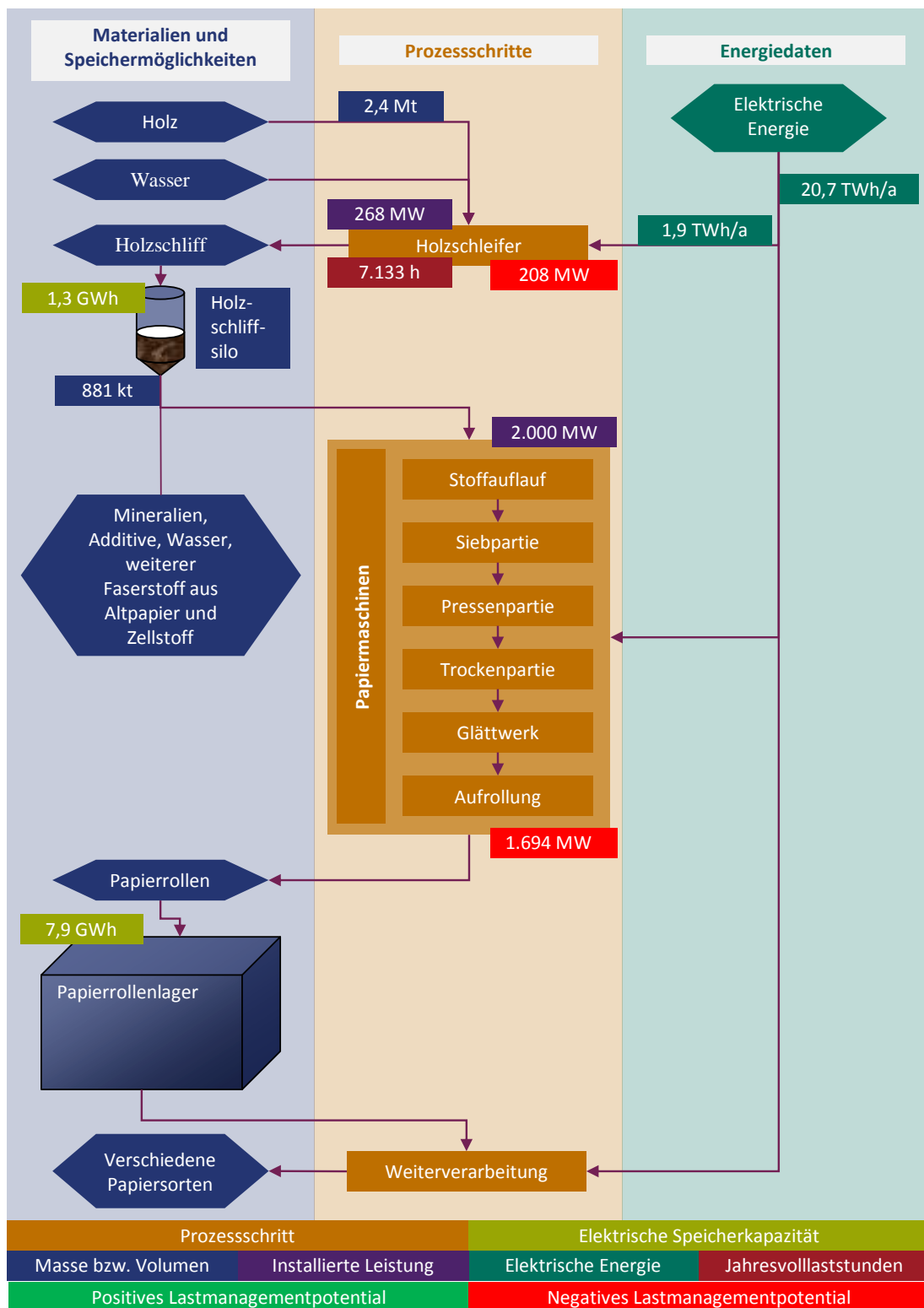


Abbildung 99: Energie- und Stoffflussdiagramm zur Papierproduktion[41]

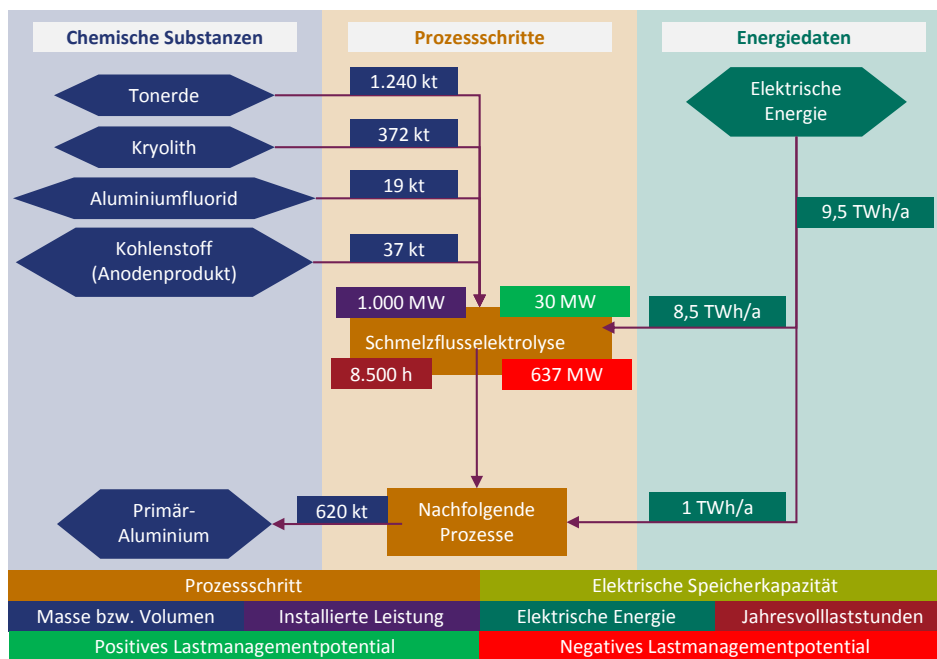


Abbildung 100: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Aluminium bei vollständiger Ausnutzung der jährlichen Produktionskapazität 2010 [41]

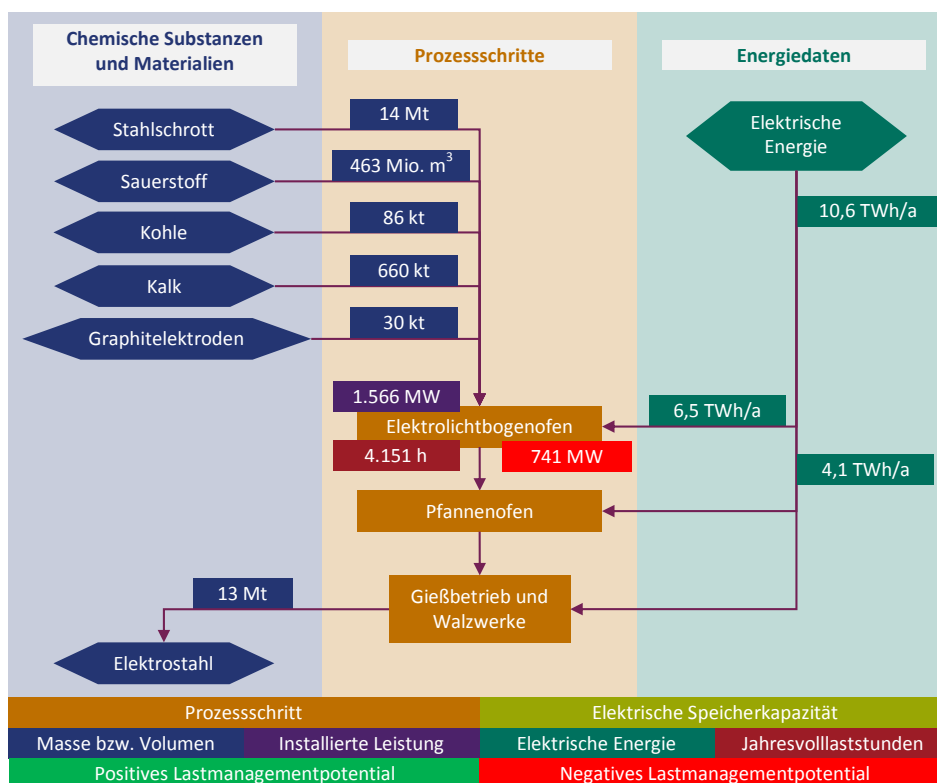


Abbildung 101: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Stahl [41]

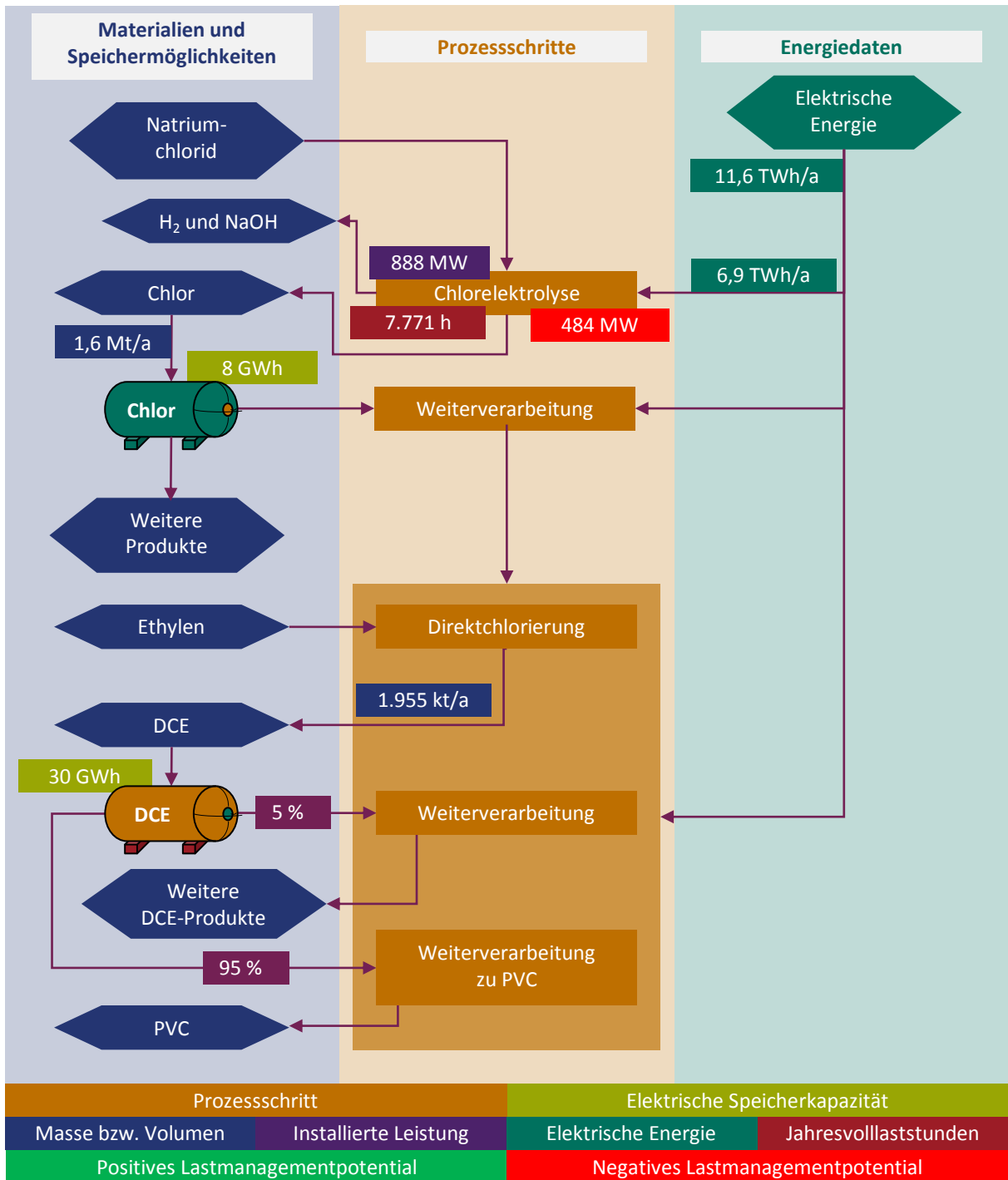


Abbildung 102: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Chlor [41]

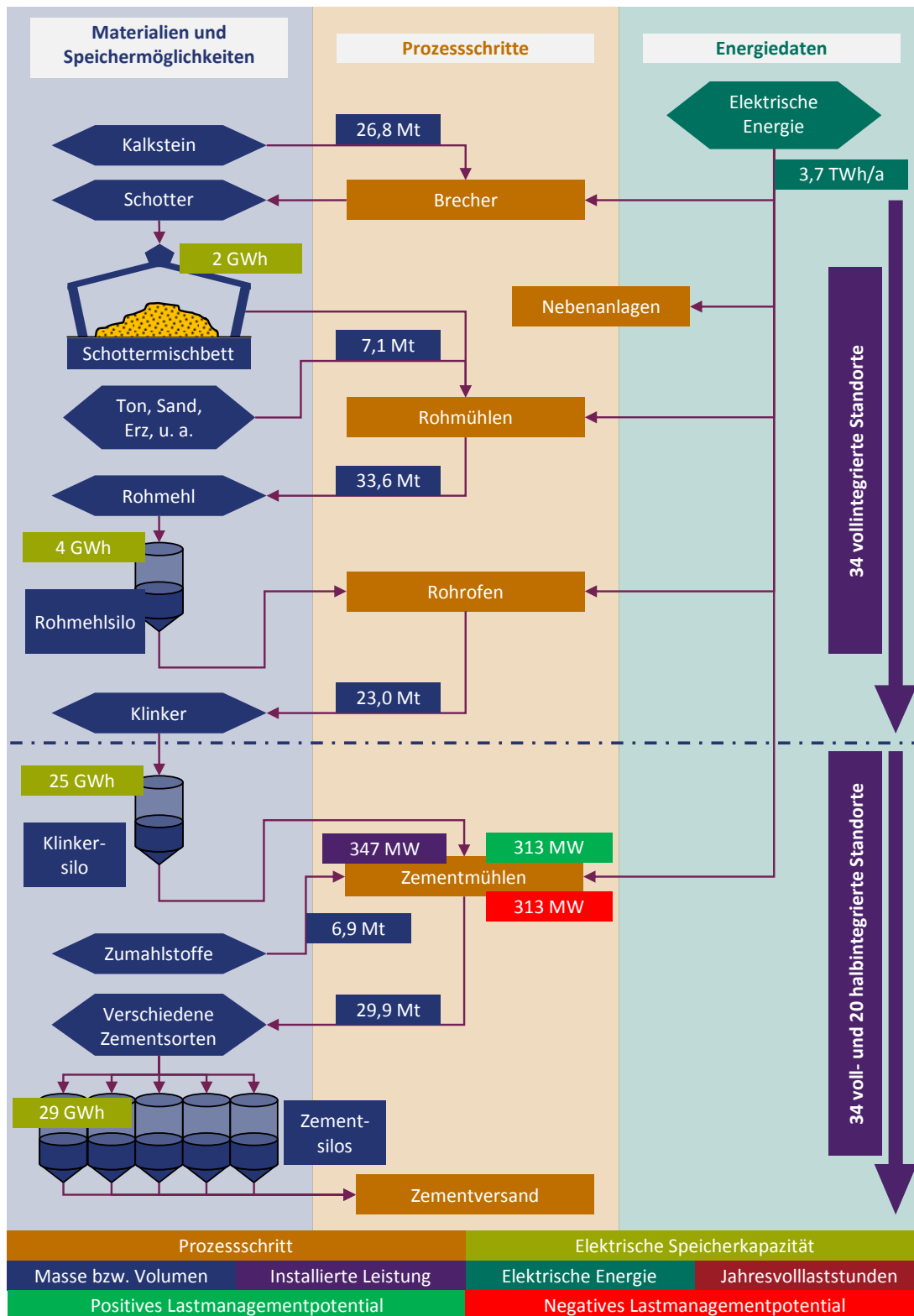


Abbildung 103: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Zement [41]

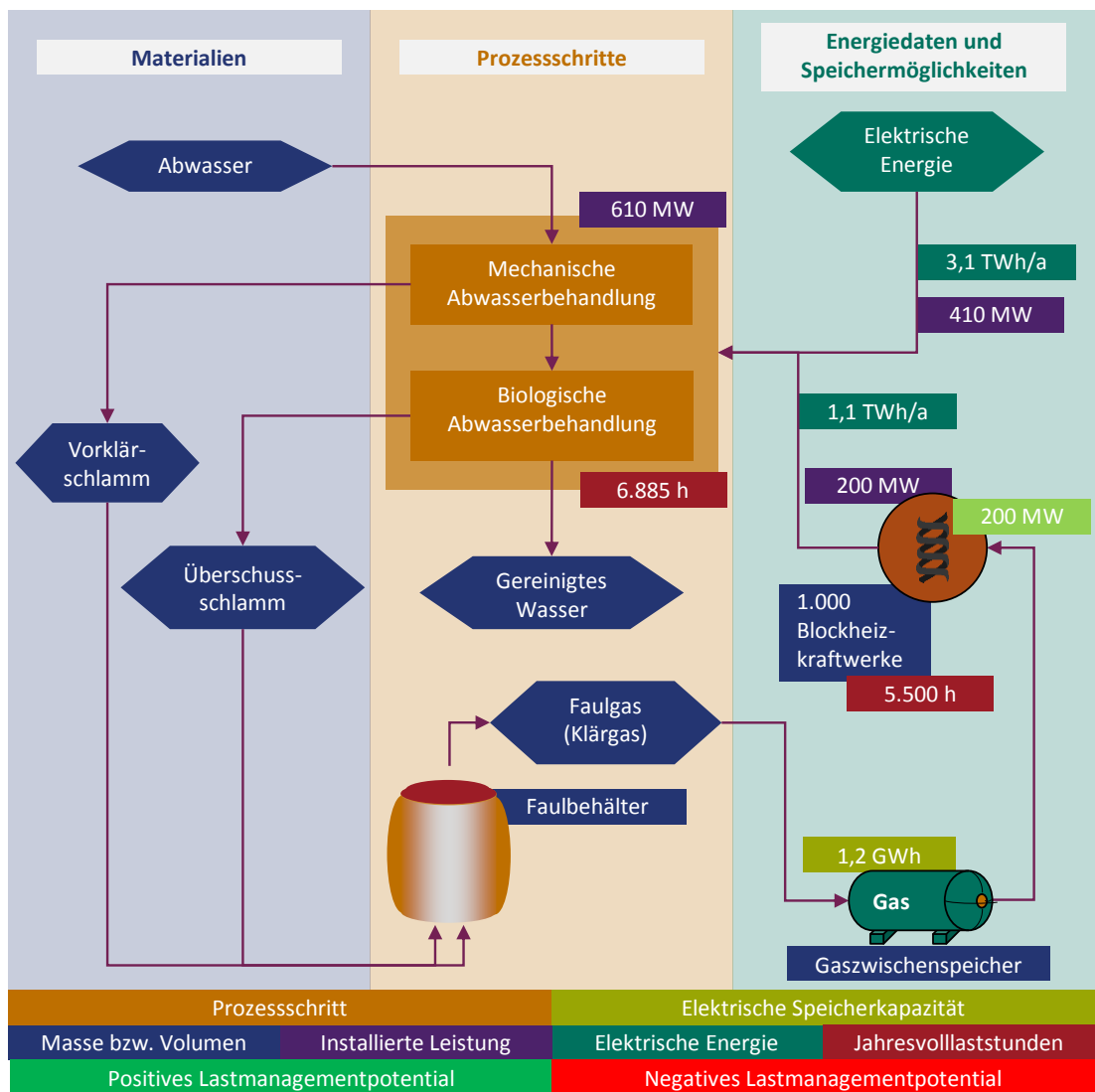


Abbildung 104: Energie- und Stoffflussdiagramm zum Abwasser [41]

A.2. Preisverteilung (Intraday) für 2009-2012

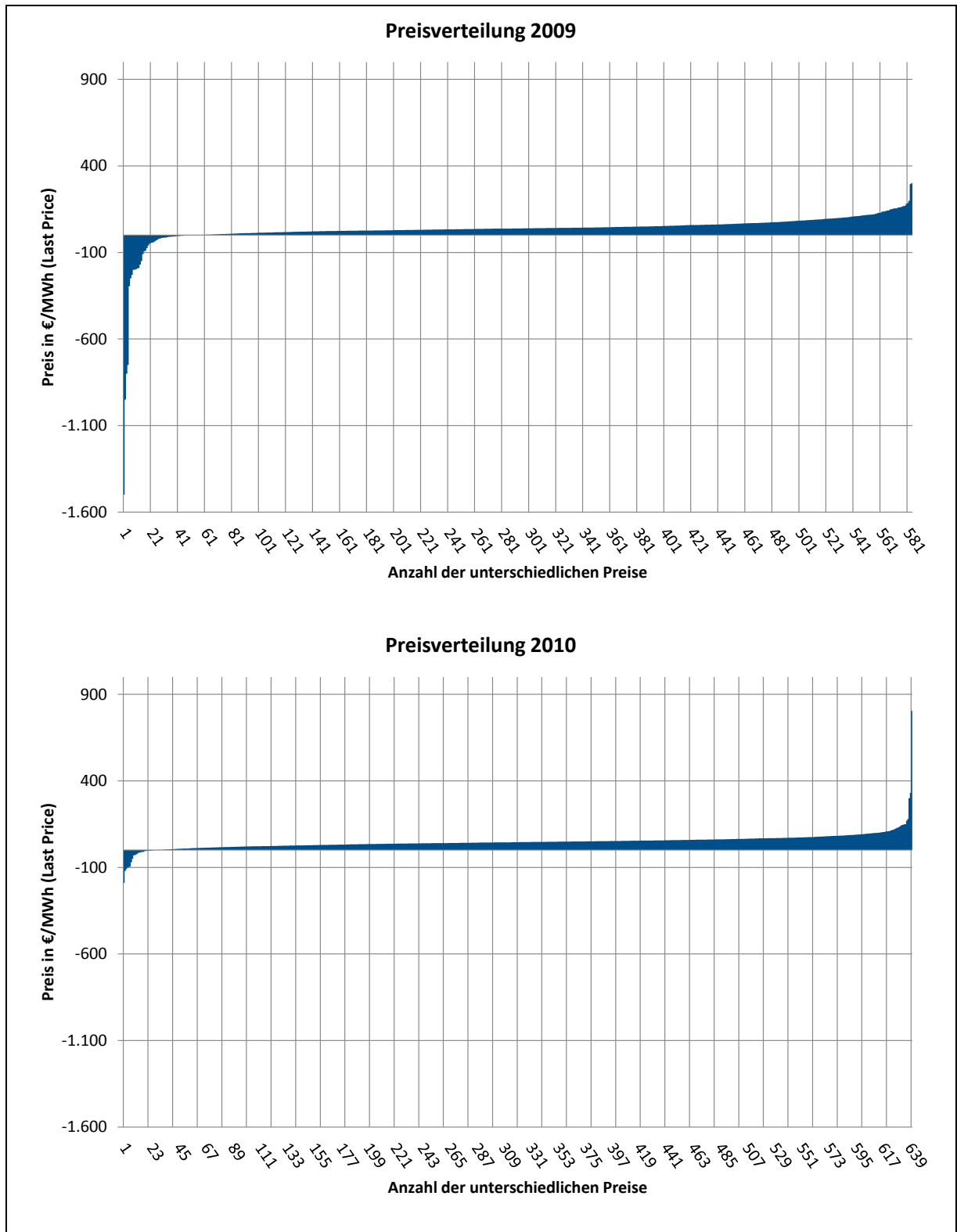


Abbildung 105: Preisverteilung für 2009 und 2010 (Last Price)

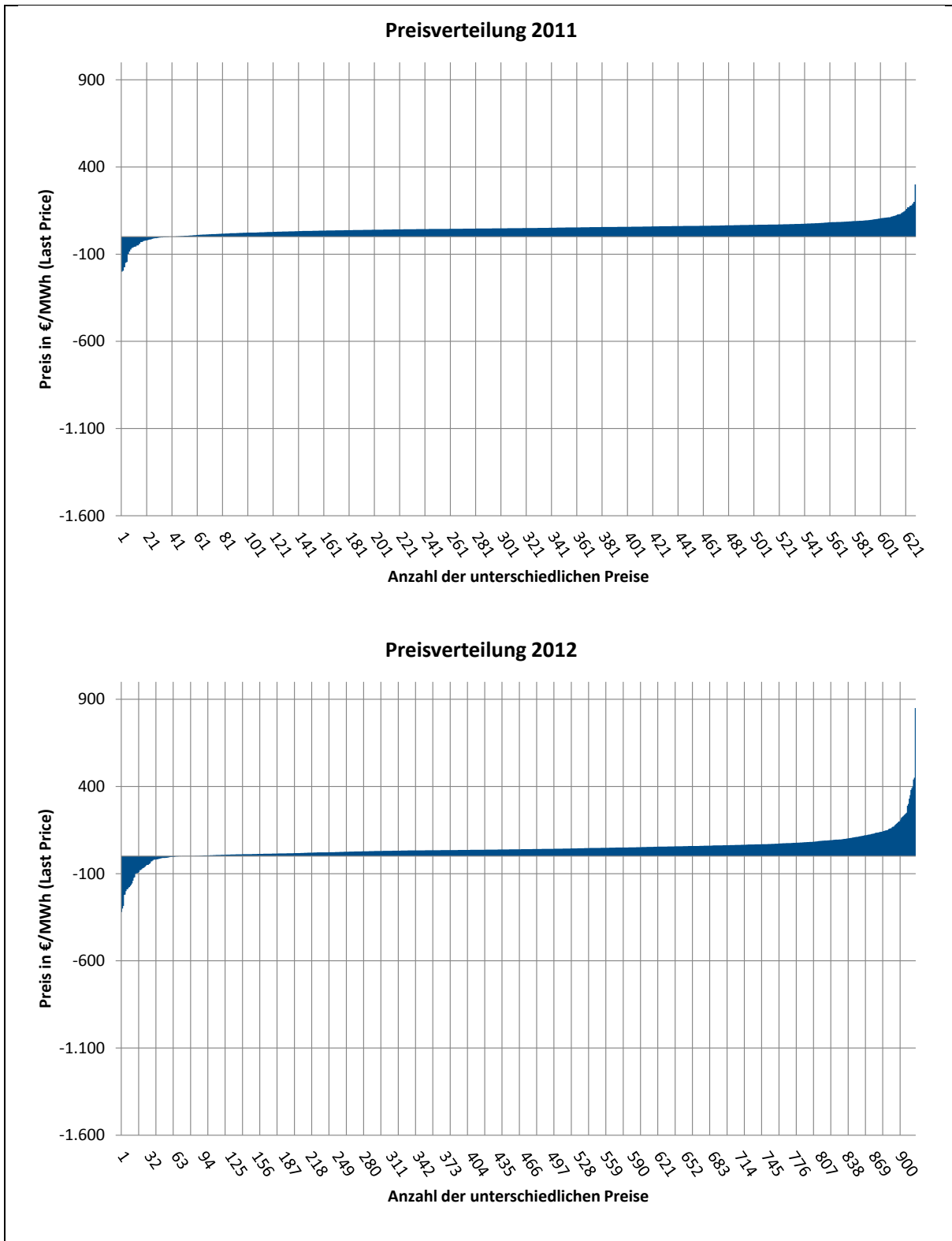


Abbildung 106: Preisverteilung für 2011 und 2012 (Last Price)

A.3. Preisdiagramme (Intraday) für August 2009 und 2012 (exemplarisch)

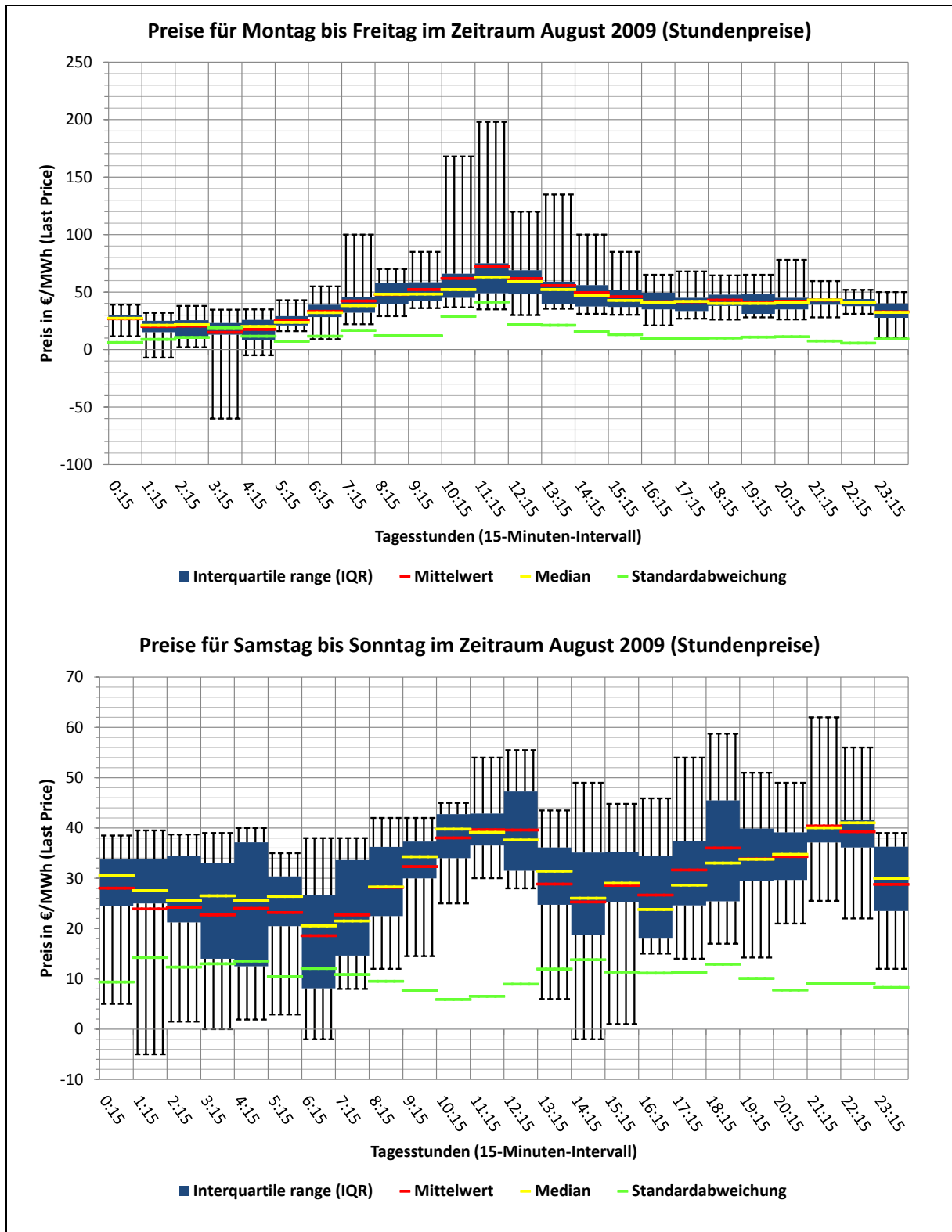


Abbildung 107: Preise für August 2009 (Last Price)

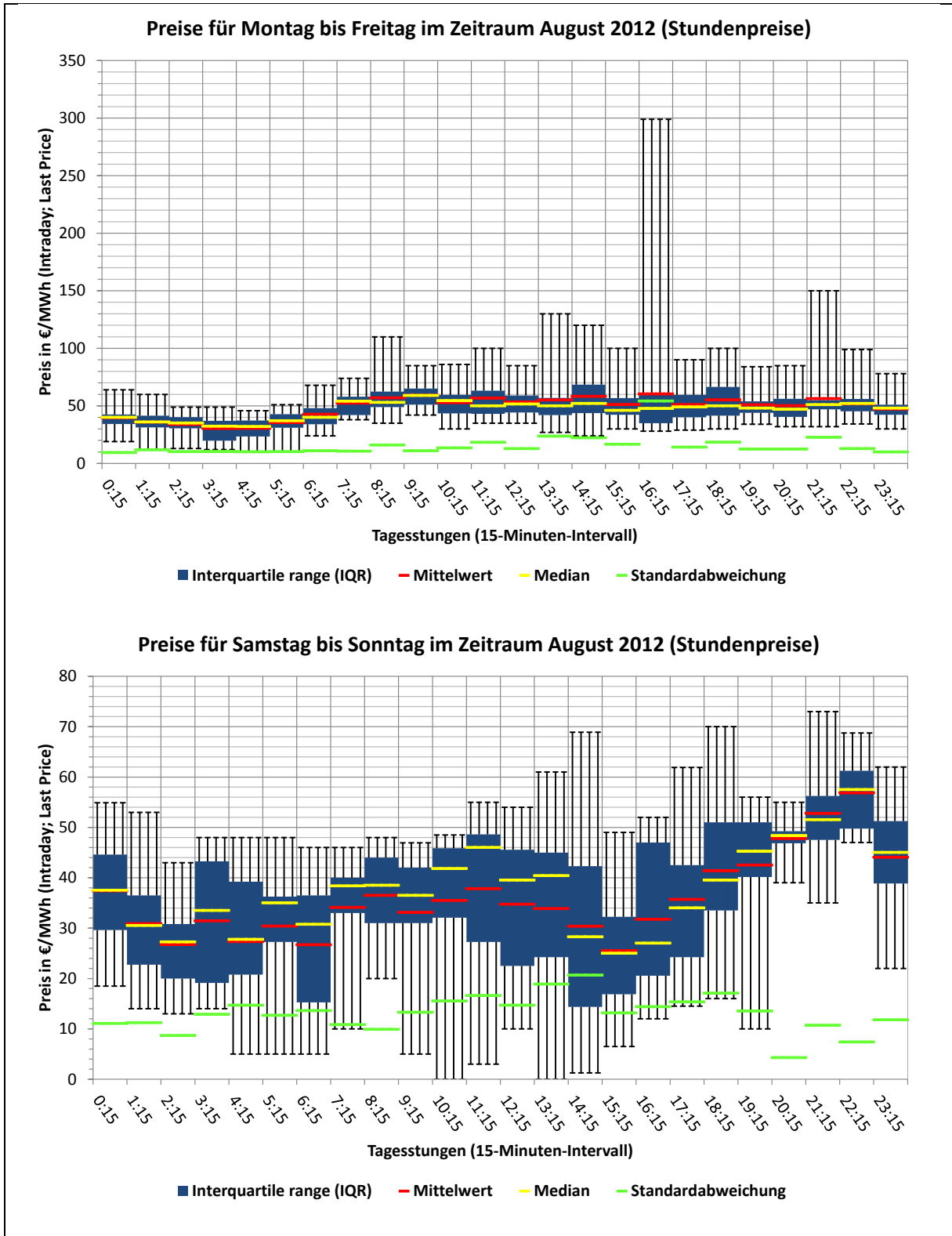


Abbildung 108: Preise für August 2012 (Last Price)

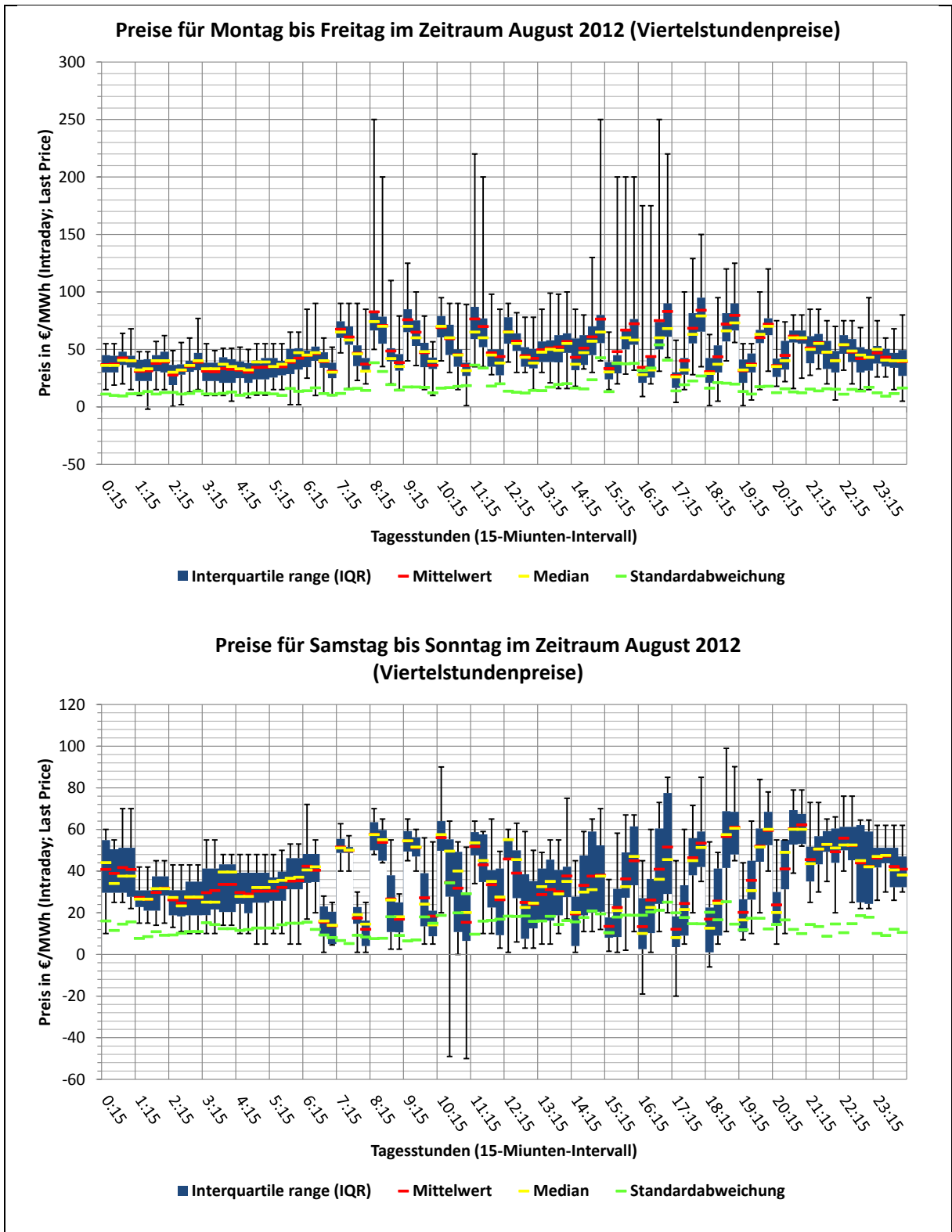


Abbildung 109: Preise für August 2012 (Last Price)

A.4. Erkenntnisse der horizontalen Analyse des Intraday-Markts

Tabelle 16: Erkenntnisse der horizontalen Analyse (Intraday)

Monat	Jahr	Wochentage			Wochenende			Besonderheiten
		Max. in €/MWh [Stunden; Preis]	Min. in €/MWh [Stunden; Preis]	Stabw. in €/MWh [Max.; Min.]	Max. in €/MWh [Stunden; Preis]	Min. in €/MWh [Stunden; Preis]	Stabw. in €/MWh [Max.; Min.]	
Januar	09:	11; 300,00	01; 00,00	50,61; 13,45	18; 89,50	07; -15,00	14,85; 20,34	kalt; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'10:	17; 125,00	01; -4,00	21,60; 12,09	18; 110,00	08; -5,00	21,12; 17,89	kalt; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'11:	18; 180,00	03; -30,00	25,66; 22,41	11; 129,00	07; -200,00	29,66; 72,05	mild; überdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	18; 125,00	00; -25,00	20,26; 20,73	18; 100,00	23; 165,00	20,24; 65,62	mild; überdurchschnittliche Windeinspeisung
Februar	09:	18; 159,00	00; 00,00	27,01; 11,74	18; 88,00	02; 0,00	14,95; 14,12	kühl; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'10:	03; 330,00	03; -99,00	62,10; 29,69	18; 139,00	23; -100,00	29,98; 45,87	kühl; hohe Windeinspeisung
	'11:	18; 119,00	01; -50,00	12,66; 24,75	19; 73,75	13; -200,00	6,80; 81,43	warm; hohe Windeinspeisung
	'12:	10; 450,00	08; 1,00	114,62; 36,65	18; 140,00	09; 2,00	37,24; 16,39	kalt; hohe Windeinspeisung
März	09:	18; 150,00	02; -25,00	28,24; 13,41	19; 59,00	08; -40,00	9,14; 23,87	kühl; schwankende Windeinspeisung
	'10:	18; 130,00	00; -190,00	25,07; 45,86	23; 89,00	06; -50,00	19,59; 25,21	kalt; schwankende Windeinspeisung
	'11:	19; 107,00	04; 6,00	14,17; 11,55	19; 86,00	04; -4,00	11,31; 17,85	mild; wenig Windeinspeisung; Atomkatastrophe in Japan
	'12:	08; 200,00	17; -15,00	39,40; 21,88	19; 165,00	18; -18,00	50,90; 27,53	mild; hohe Wind- und PV-Einspeisung
April	09:	11; 140,00	03; -10,00	24,31; 11,49	21; 48,50	02; -50,00	8,67; 20,81	mild; geringe Windeinspeisung; Feiertagseffekt
	'10:	07; 96,00	02; 8,00	18,04; 9,33	19; 61,00	05; 00,00	9,12; 13,12	kühl; durchschnittliche Windeinspeisung
	'11:	12; 140,00	04; -4,00	20,34; 17,71	21; 78,00	05; -5,00	10,33; 20,20	mild; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	07; 850,00	14; 1,00	172,35; 19,68	19; 95,00	17; -200,00	26,45; 71,47	kühl; schwankende Wind- und PV-Einspeisung
Mai	09:	07; 99,00	02; -44,00	17,61; 16,07	09; 52,00	05; -12,00	8,43; 11,45	kühl; geringe Windeinspeisung; Feiertagseffekt
	'10:	18; 100,00	02; -1,00	13,93; 11,51	21; 69,00	05; -100,00	11,18; 39,07	kalt; stark schwankende Windeinspeisung
	'11:	08; 200,00	02; -200,00	40,30; 52,57	21; 111,00	07; -15,00	25,51; 21,63	mild; stark schwankende Wind- und PV-Einspeisung
	'12:	09; 150,00	12; 1,00	21,33; 16,29	19; 95,00	14; 25,00	27,11; 16,41	mild; schwankende Wind- und PV-Einspeisung
Juni	09:	10; 154,90	01; -3,00	25,26; 10,66	22; 53,00	04; -14,75	7,00; 12,71	warm; überdurchschnittliche Windeinspeisung
	'10:	07; 150,00	01; -10,00	23,17; 12,67	19; 70,00	04; 00,00	11,77; 17,37	heiß; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'11:	11; 200,00	01; 00,00	31,22; 12,44	19; 100,00	13; -10,00	14,92; 20,10	heiß; überdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	11; 200,00	07; -15,00	34,36; 16,44	10; 150,00	00; -50,00	35,15; 27,02	warm; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
Juli	09:	11; 130,00	03; -40,00	22,40; 15,84	19; 65,00	06; 00,00	11,63; 9,20	warm; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'10:	11; 135,00	01; 8,00	19,56; 11,31	22; 79,00	05; -5,00	14,70; 15,54	heiß; geringe Windeinspeisung; Ferieneffekt
	'11:	11; 120,00	03; -15,00	18,41; 16,60	22; 90,00	06; -73,00	16,89; 34,18	warm; hohe Windeinspeisung
	'12:	08; 180,00	03; 00,00	31,63; 11,14	19; 120,00	04; -14,00	24,06; 19,07	heiß; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
August	09:	11; 190,00	03; -60,00	41,17; 18,87	21; 62,00	01; -5,00	9,06; 14,23	heiß; geringe Windeinspeisung; Ferieneffekt
	'10:	19; 145,00	01; -25,00	21,72; 16,76	19; 80,00	01; -3,00	14,30; 13,14	warm; unterdurchschnittliche Wind- und PV-Einspeisung
	'11:	08; 150,00	06; -57,50	22,53; 30,16	20; 100,00	11; 00,00	17,54; 17,52	heiß; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	08; 250,00	01; -2,00	38,26; 13,29	18; 99,00	11; -50,00	25,24; 29,05	heiß; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
September	09:	11; 142,00	02; -50,00	20,56; 17,88	20; 75,00	01; 1,00	13,99; 12,39	warm; unterdurchschnittliche Windeinspeisung; Ferienende
	'10:	18; 120,00	01; -14,00	18,02; 13,75	19; 68,00	03; 00,00	5,31; 16,67	kühl; schwankende Windeinspeisung
	'11:	19; 178,00	02; 00,00	26,41; 15,92	19; 96,00	13; -10,00	16,19; 20,20	warm; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	17; 150,00	13; 1,00	29,35; 21,74	00; 150,00	14; -25,00	36,77; 15,81	warm; durchschnittliche Wind- und PV-Einspeisung
Oktober	09:	08; 180,00	04; 8,00	36,29; 9,05	19; 98,50	00; -1,499,00	21,26; 481,69	kühl; geringe Windeinspeisung
	'10:	18; 130,00	23; -50,00	22,57; 20,93	17; 95,00	05; -100,00	16,33; 43,11	mild; hohe Windeinspeisung
	'11:	18; 130,00	03; -10,00	23,74; 17,95	18; 110,00	01; 00,00	18,14; 17,20	mild; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'12:	12; 200,00	12; -45,00	37,15; 35,53	07; 99,00	16; -1,00	25,63; 9,52	kühl; schwankende Wind und PV-Einspeisung
November	09:	18; 295,00	00; -200,00	53,82; 50,00	18; 81,00	06; -30,00	13,50; 21,35	mild; hohe Windeinspeisung
	'10:	18; 130,00	03; -120,00	23,70; 35,39	19; 93,00	04; -15,00	14,14; 19,63	kalt; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
	'11:	17; 190,00	03; 5,00	38,46; 11,37	18; 150,00	03; -150,00	30,31; 61,36	mild; hohe Windeinspeisung
	'12:	11; 150,00	01; -5,00	27,40; 16,84	17; 95,00	02; -10,00	12,11; 17,87	kühl; unterdurchschnittliche Windeinspeisung
Dezember	09:	18; 114,00	04; -20,00	24,44; 13,42	18; 94,00	02; -230,00	18,46; 82,17	kühl; hohe Windeinspeisung; Feiertagseffekt
	'10:	14; 805,00	02; 2,00	150,31; 12,39	23; 92,00	07; 00,00	18,84; 19,60	kalt; geringe Windeinspeisung; Feiertagseffekt
	'11:	17; 300,00	04; -2,50	55,28; 15,42	10; 99,00	01; -200,00	20,91; 73,48	mild; hohe Windeinspeisung; Feiertagseffekt
	'12:	17; 350,00	22; -300,00	66,74; 75,48	01; 200,00	00; -320,00	122,59; 99,05	mild; überdurchschnittliche Windeinspeisung

A.5. Wetterdaten von 5 Wetterstationen des DWD für August von 2009 bis 2012 (exemplarisch)

- 10142, ITZEHOE, Koordinaten = 53:59 N 09:34 O, Höhe = 21 m (Nord)
- 10480, OSCHATZ, Koordinaten = 51:18 N 13:06 O, Höhe = 150 m (Ost)
- 10526, Bad Marienberg, Koordinaten = 50:40 N 07:58 O, Höhe = 547 m (West)
- 10540, EISENACH, Koordinaten = 51:00 N 10:22 O, Höhe = 312 m (Mitte)
- 10946, KEMPTEN, Koordinaten = 47:43 N 10:20 O, Höhe = 705m (Süd)



Quelle: Google Maps

Abbildung 110: Ausgewählte Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes

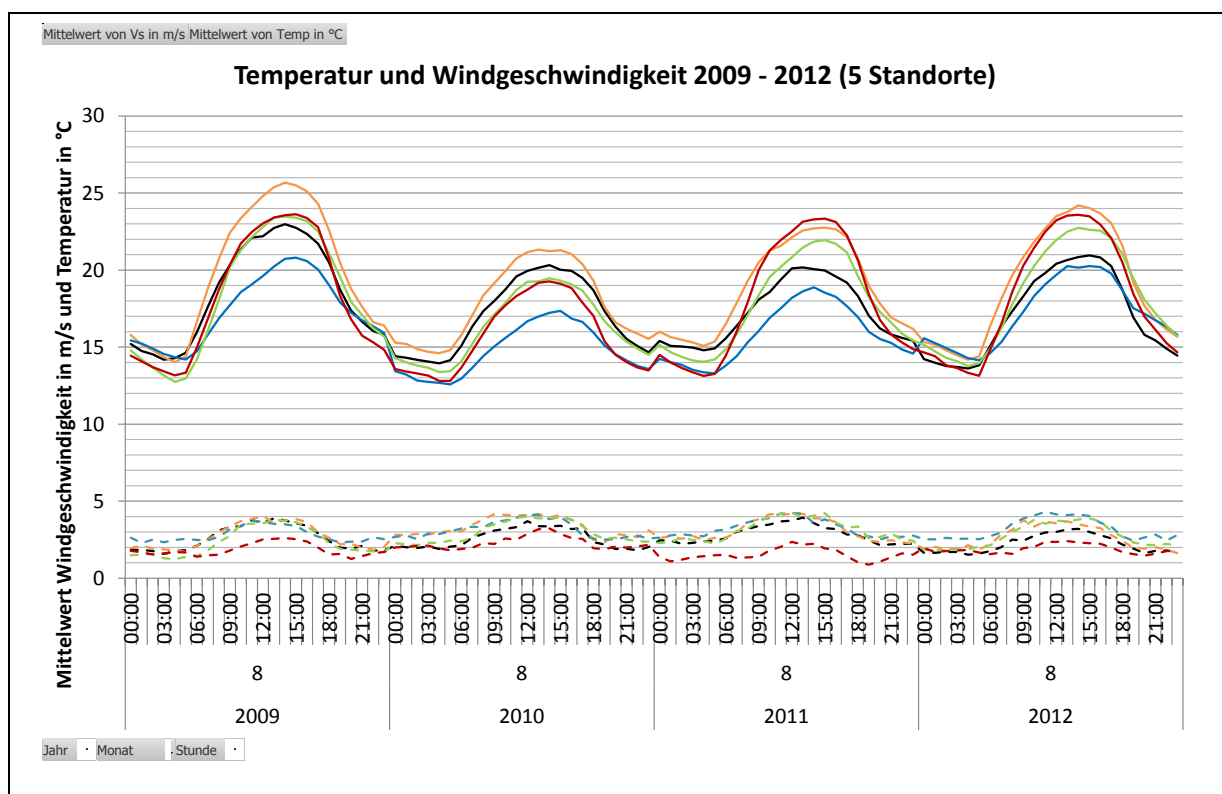


Abbildung 111: Mittelwert Temperatur in °C und Mittelwert Windgeschwindigkeit in m/s für August

A.6. Ergänzung zum Ergebnisbereich (F15) im Rahmen des REFI-Modells

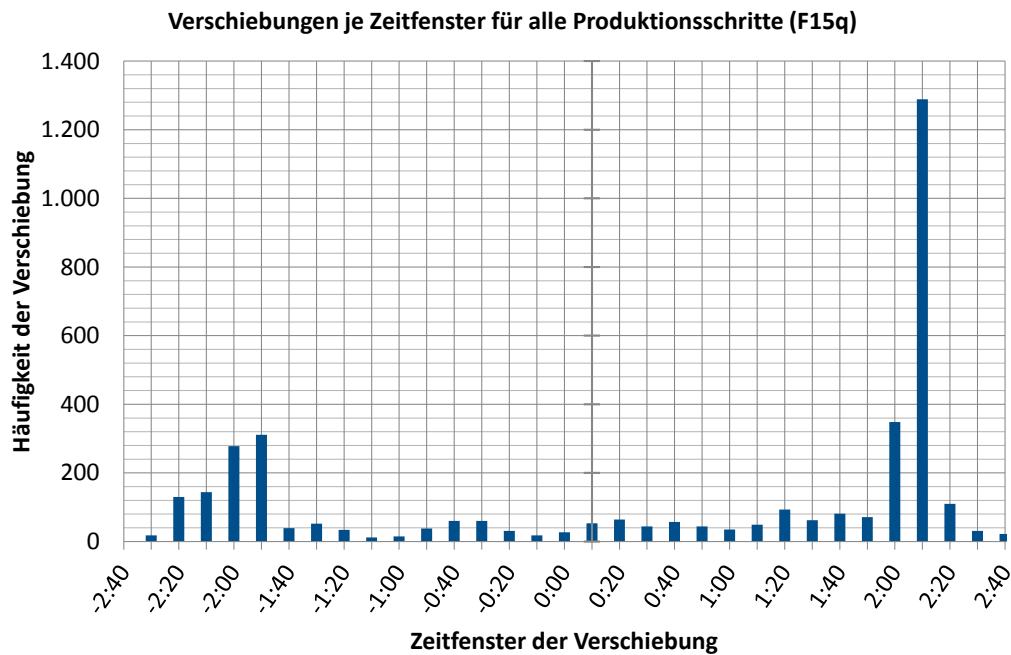


Abbildung 112: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

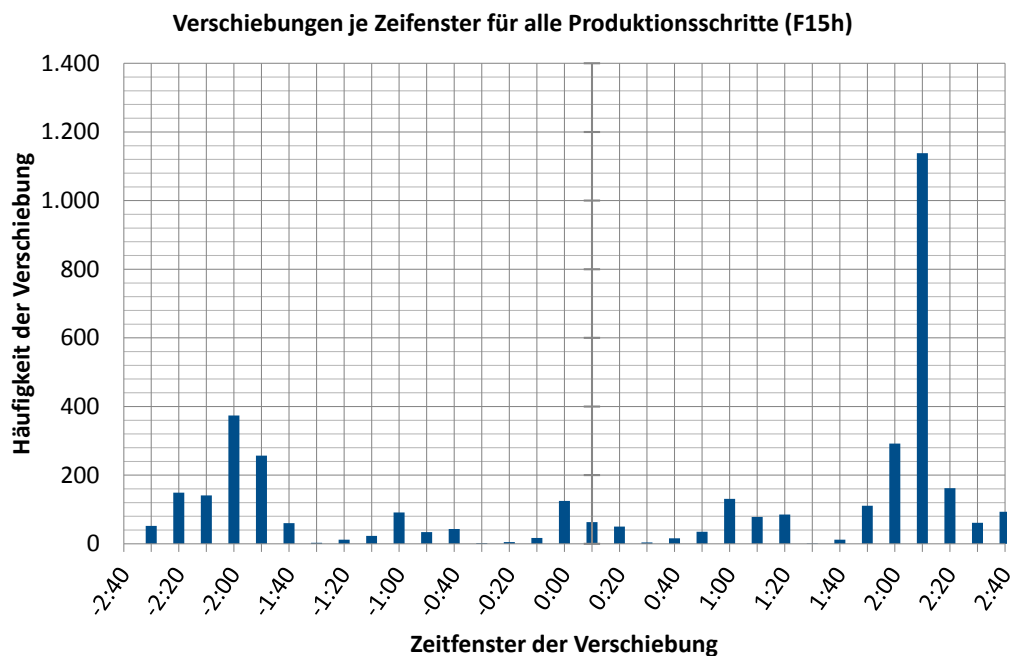


Abbildung 113: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Stundenpreise)

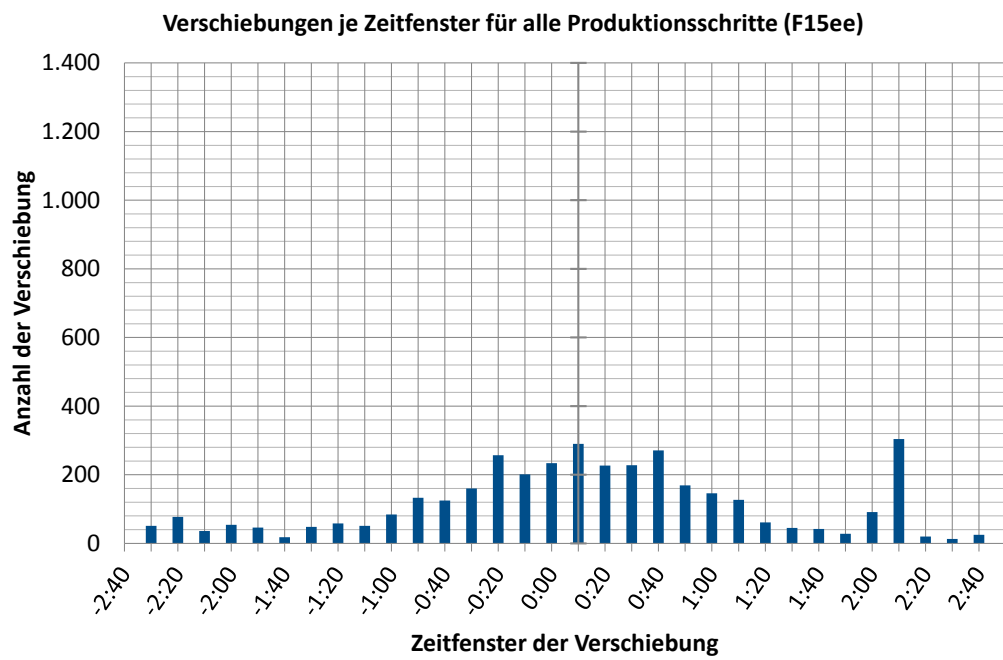


Abbildung 114: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (15 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

A.7. Ergebnisse für die zweite Konfiguration des Produktionsprozesses

V10q:

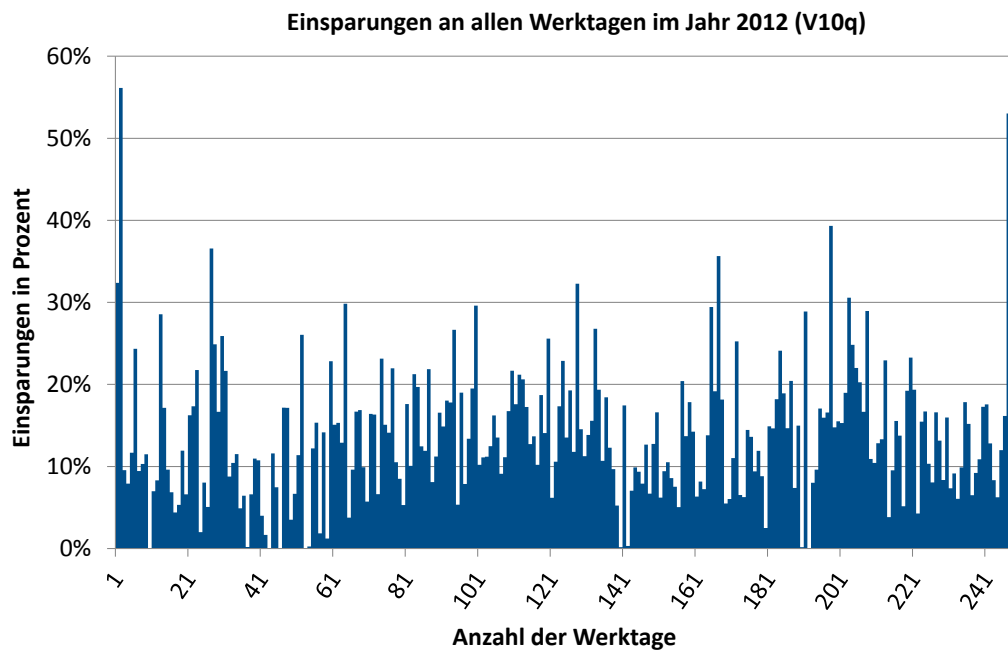


Abbildung 115: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

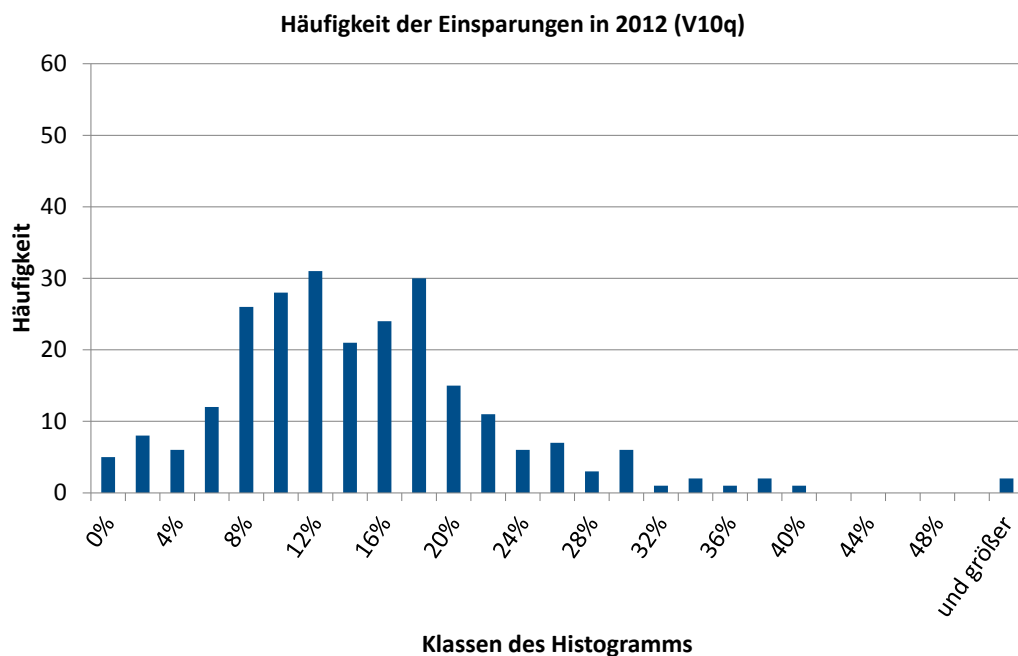


Abbildung 116: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

V10h:

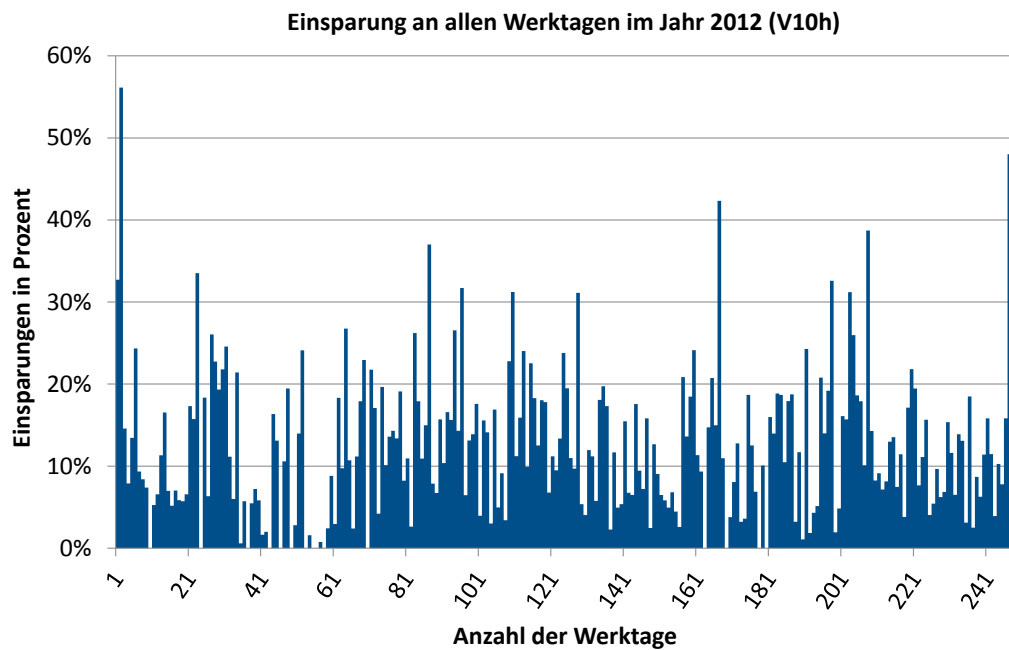


Abbildung 117: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

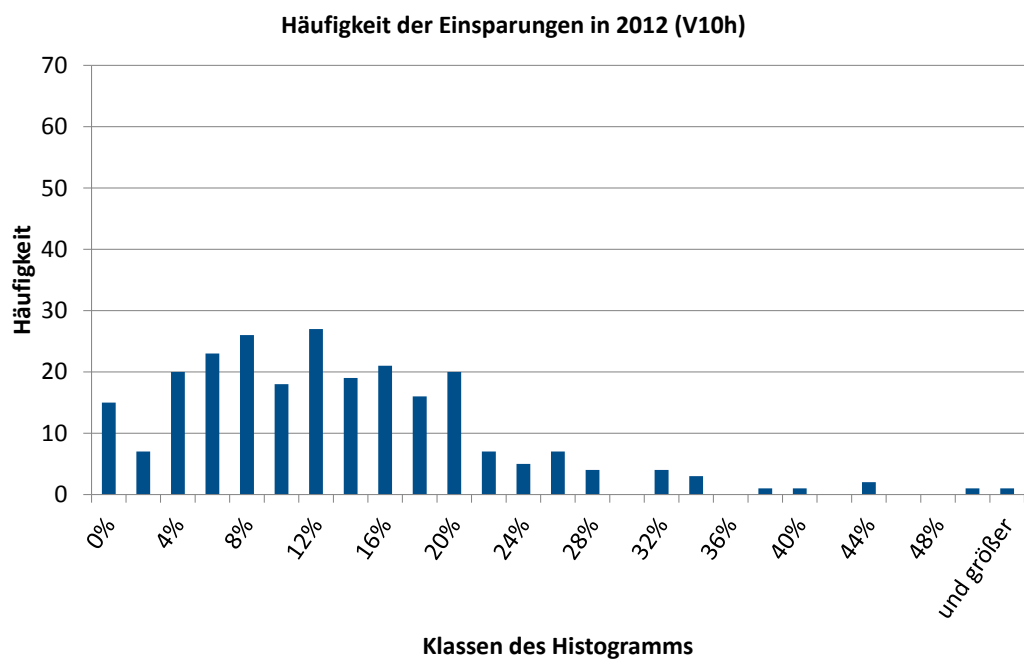


Abbildung 118: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

V10ee:

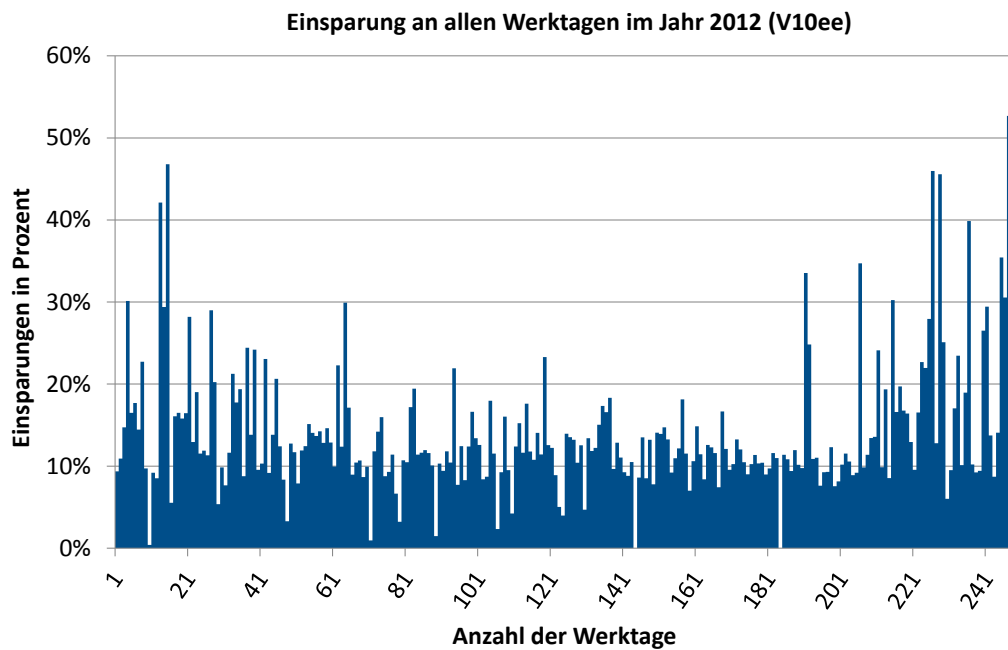


Abbildung 119: Zeitliche Verteilung der Einsparungen (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

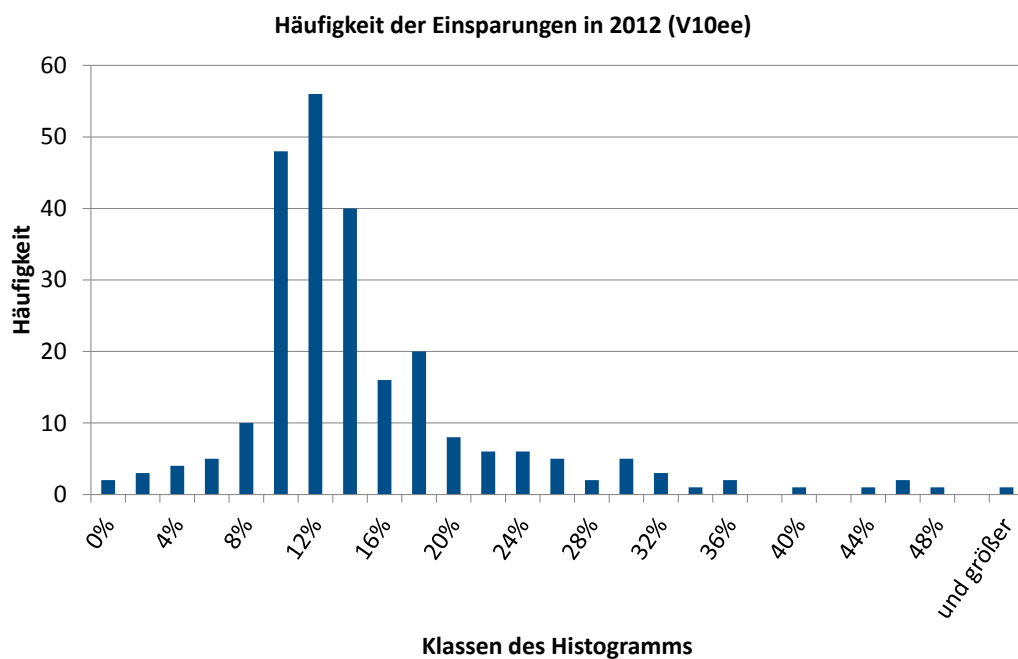


Abbildung 120: Histogramm der Einsparung (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

H10q:

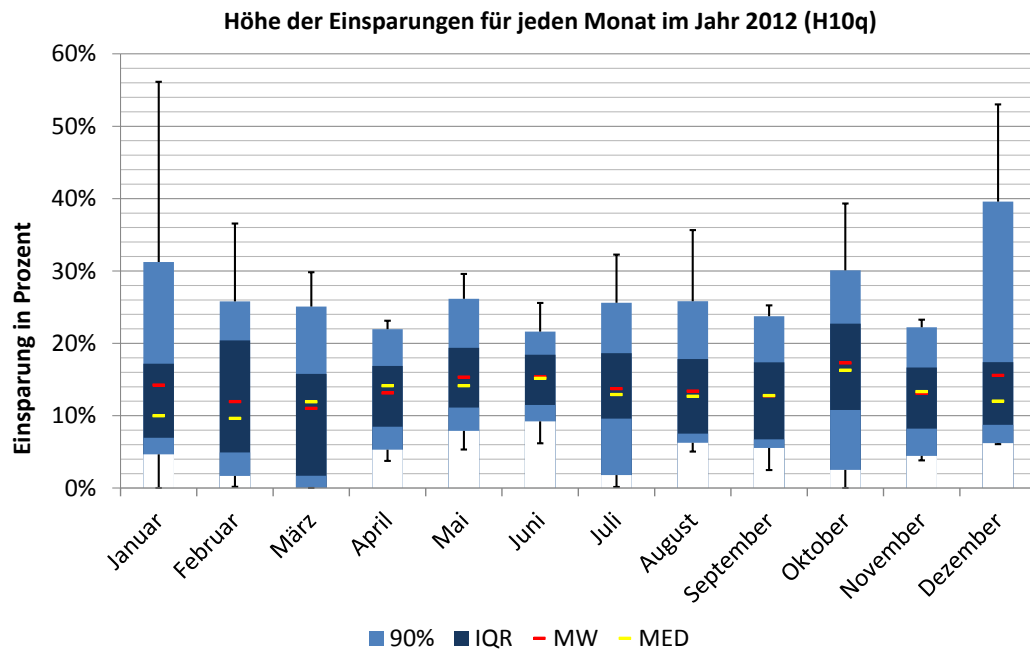


Abbildung 121: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

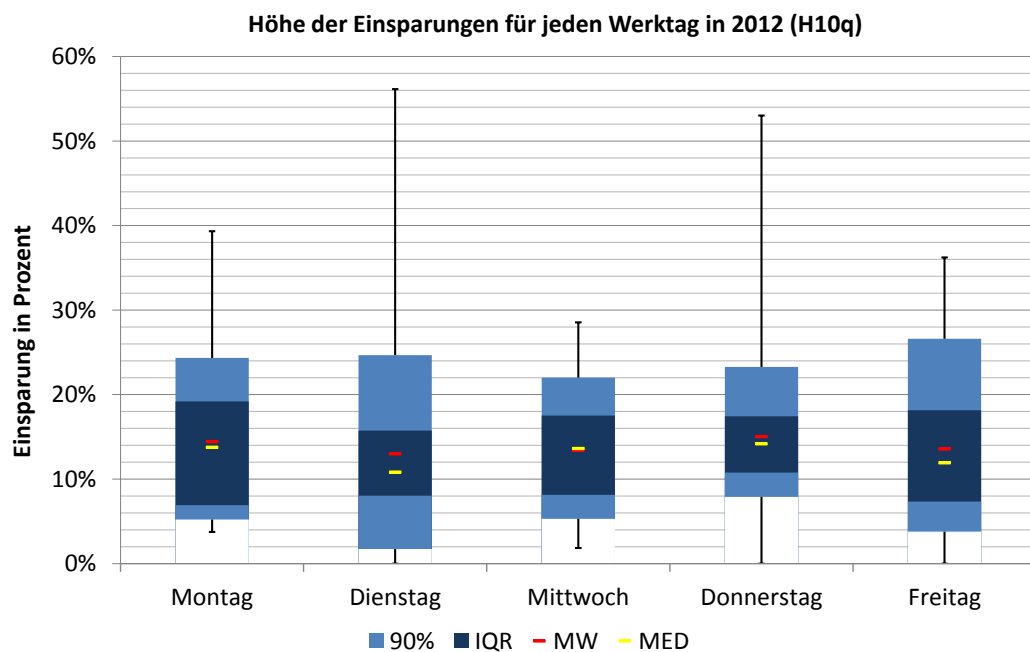


Abbildung 122: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

H10h:

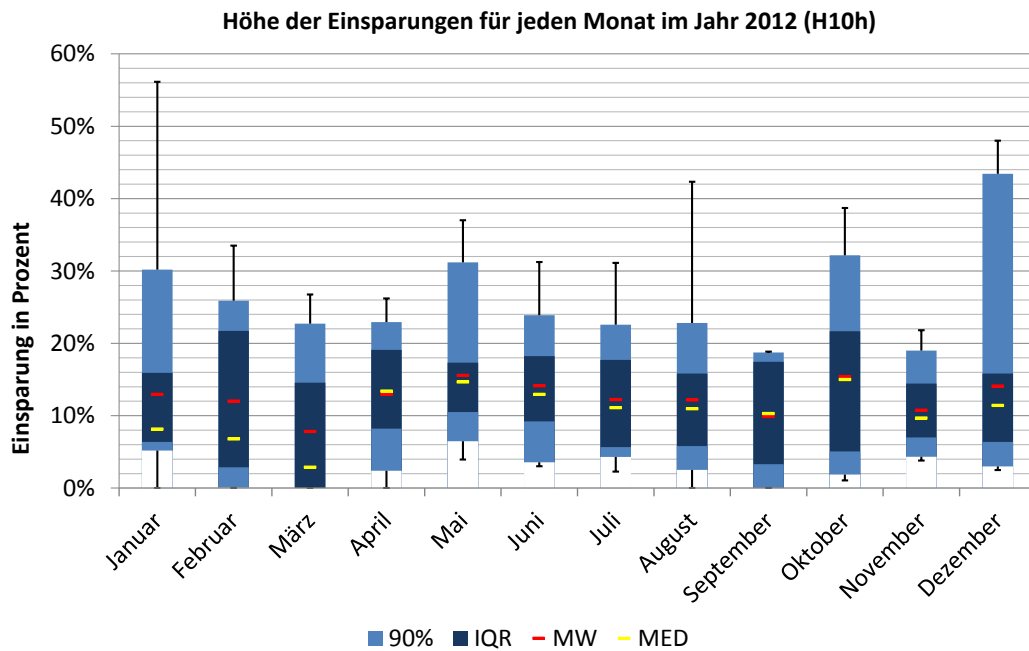


Abbildung 123: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

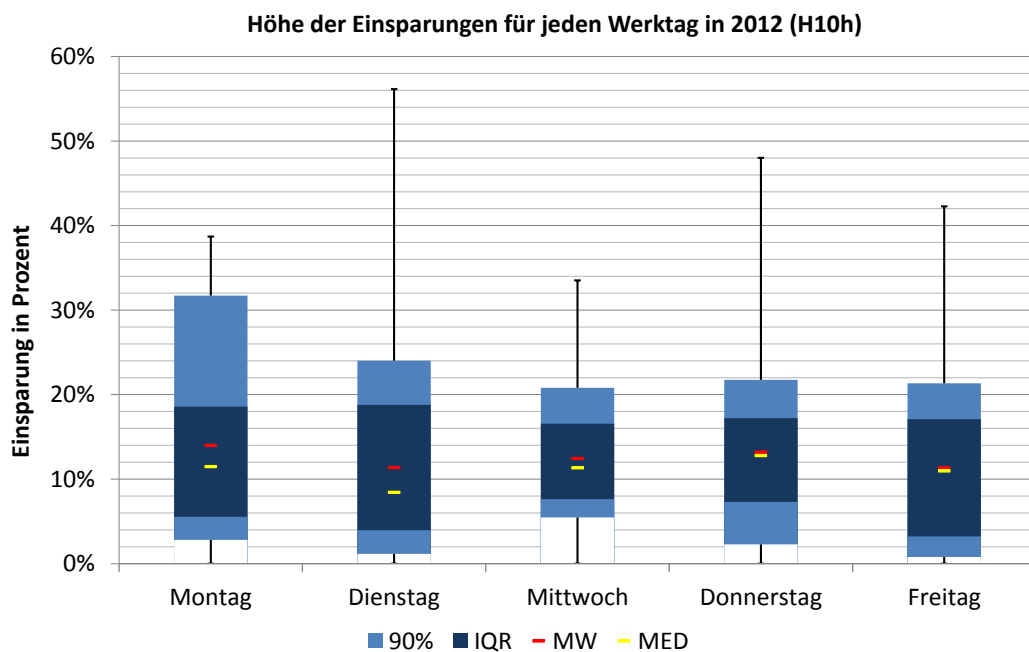


Abbildung 124: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

H10ee:

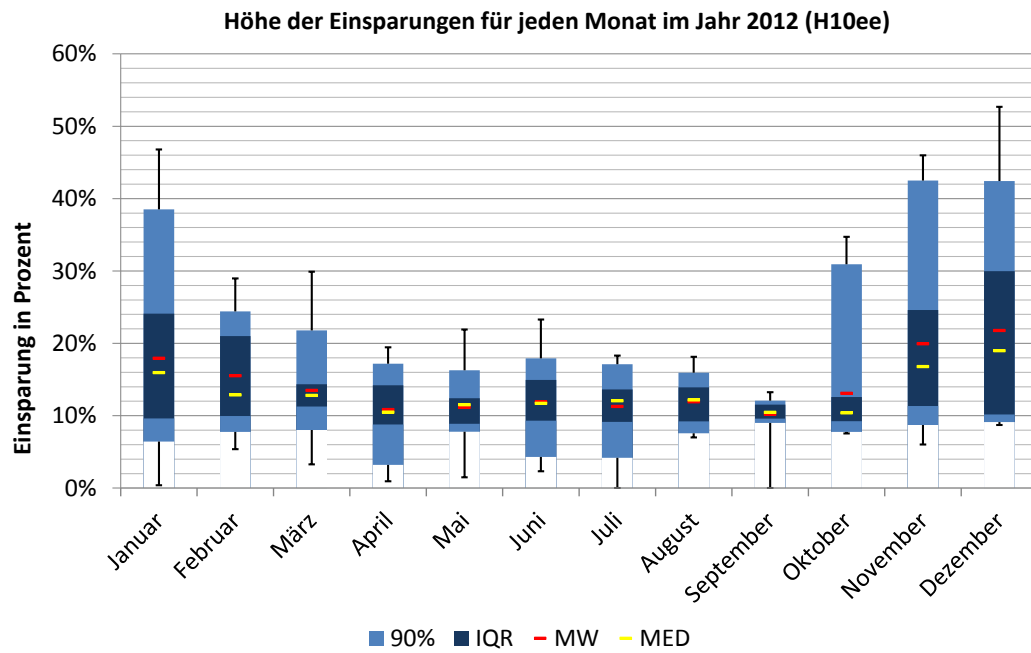


Abbildung 125: Höhe der Einsparungen für jeden Monat (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

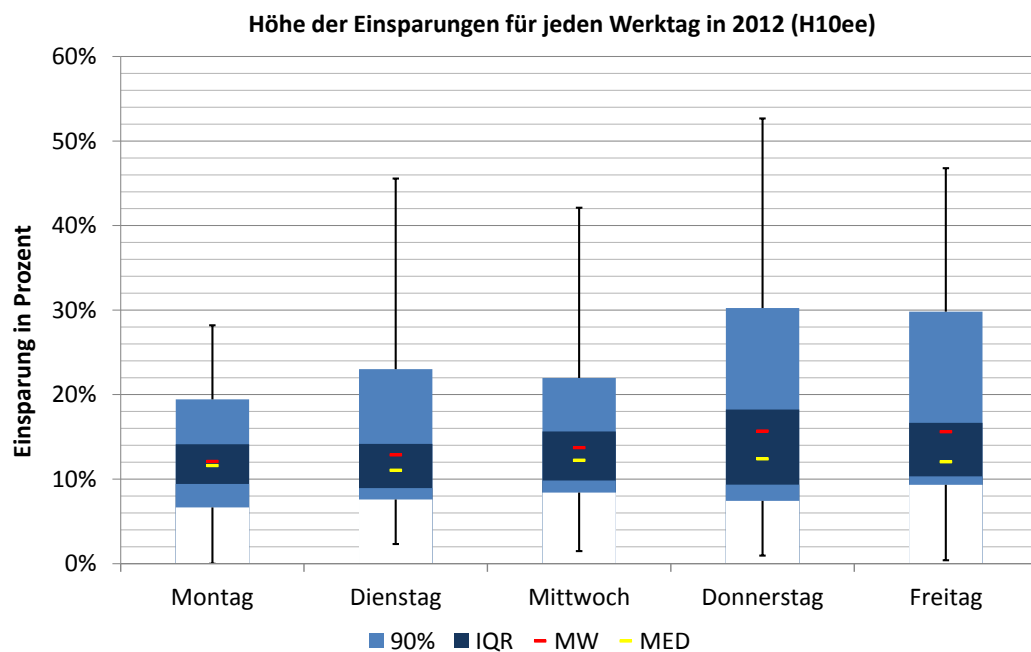


Abbildung 126: Höhe der Einsparungen für jeden Werktag (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

F10q:

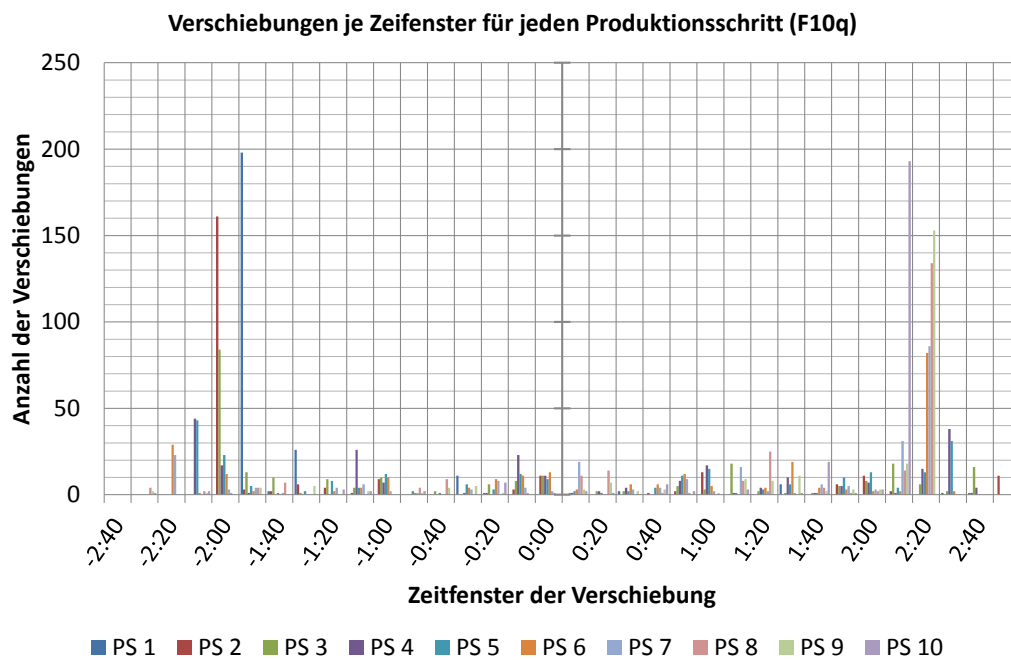


Abbildung 127: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

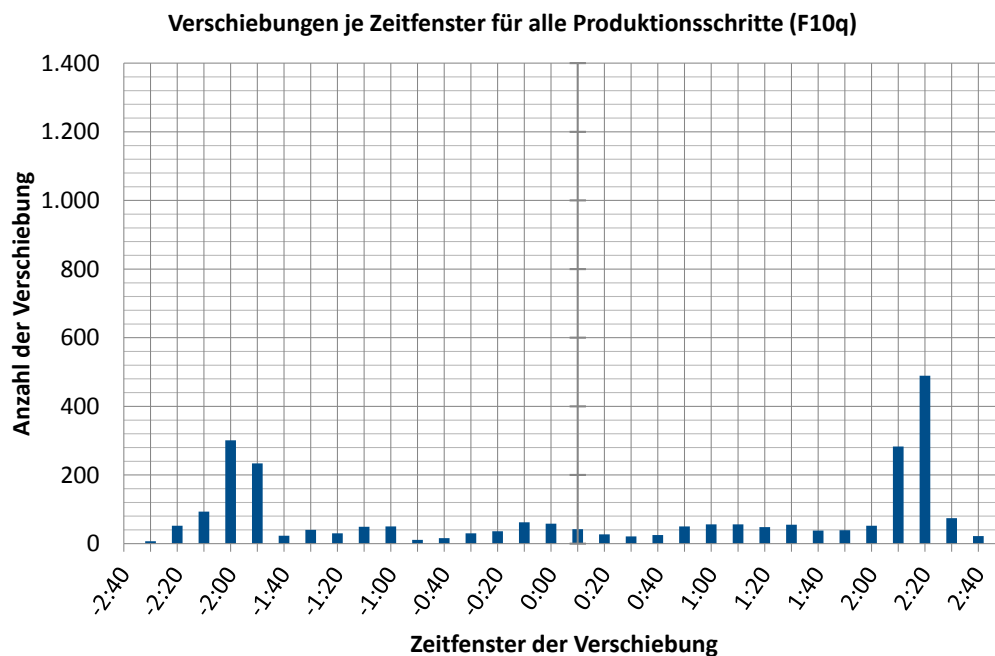


Abbildung 128: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Viertelstundenpreise)

F10h:

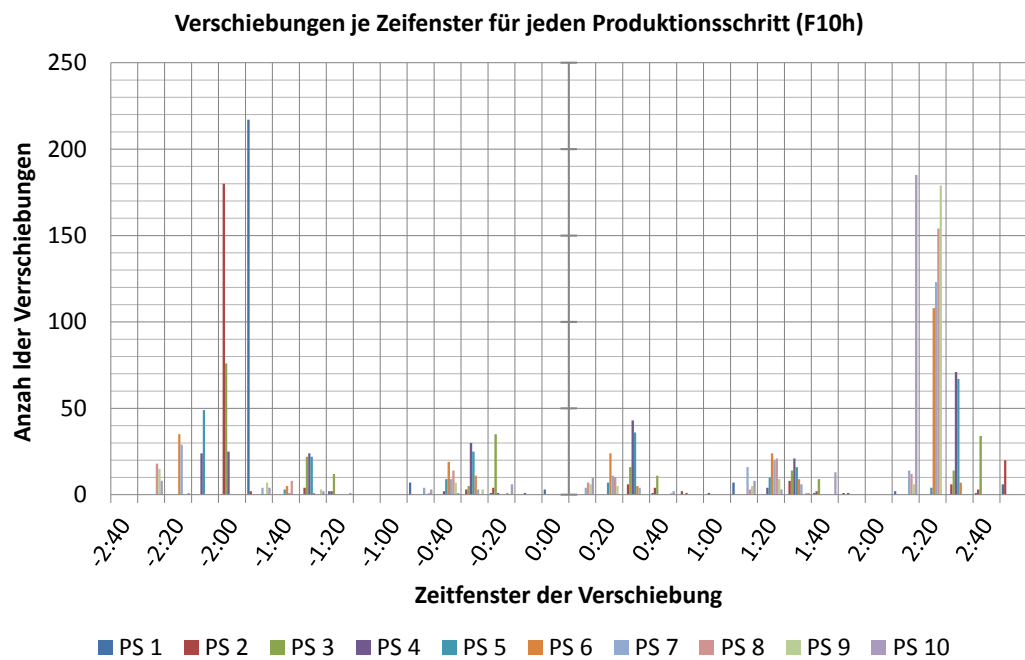


Abbildung 129: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

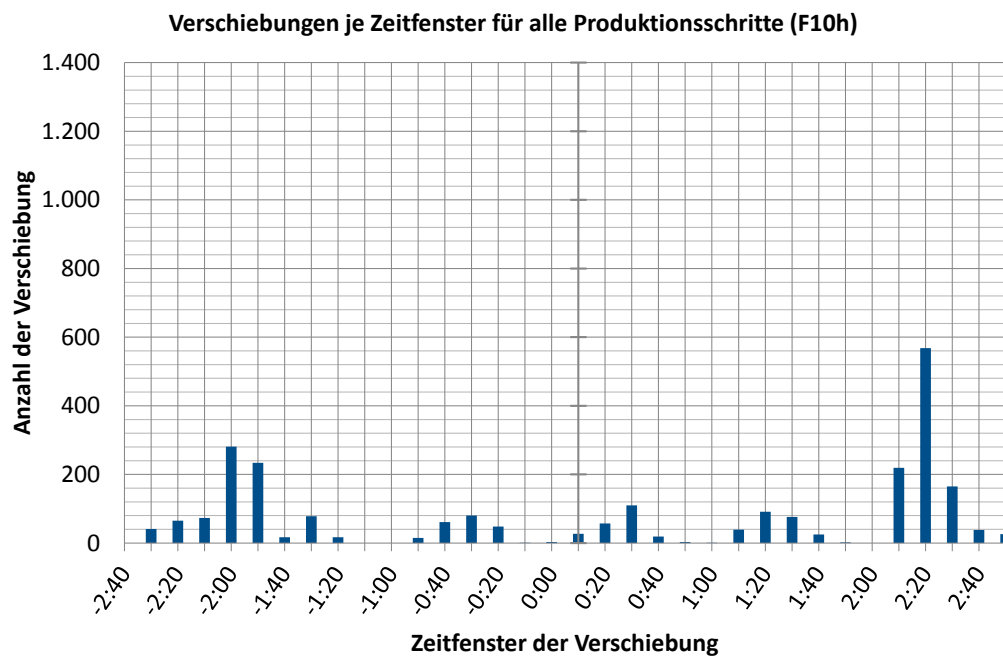


Abbildung 130: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Stundenpreise)

F10ee:

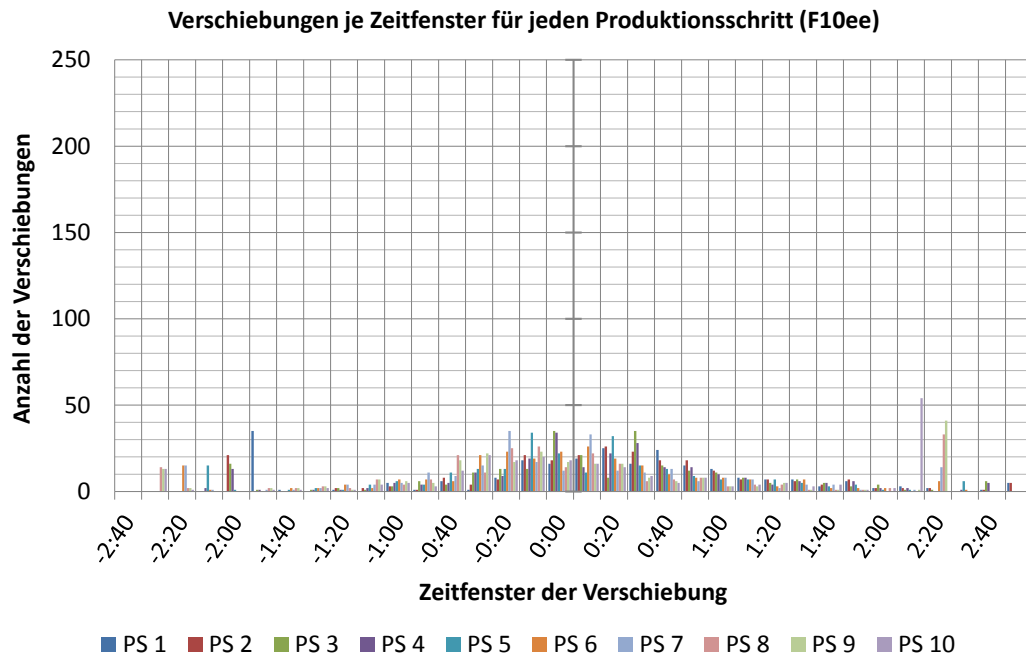


Abbildung 131: Verschiebungen je Zeitfenster für jeden Produktionsschritt (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

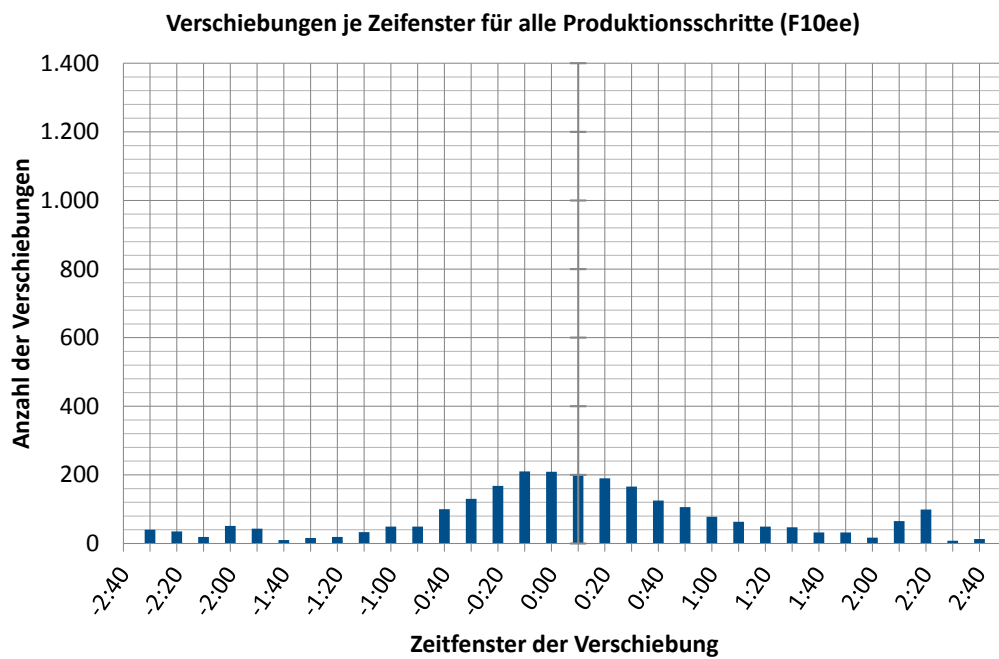


Abbildung 132: Verschiebungen je Zeitfenster für alle Produktionsschritte (10 Produktionsschritte, Verfügbarkeit von EE)

A.8. Simulationsergebnisse des REFI-Modell (exemplarisch für 15q und 15ee)

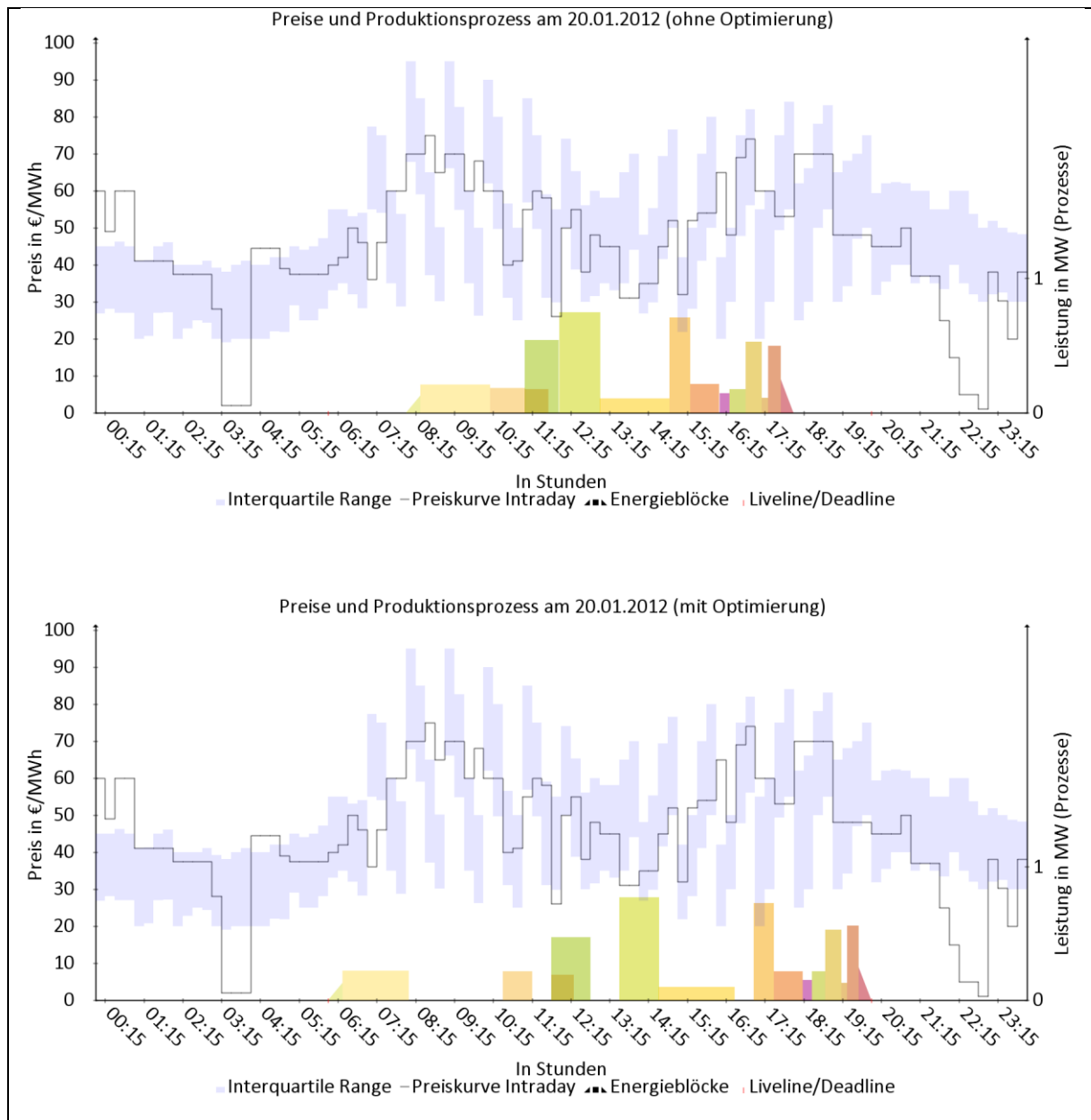


Abbildung 133: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Januar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

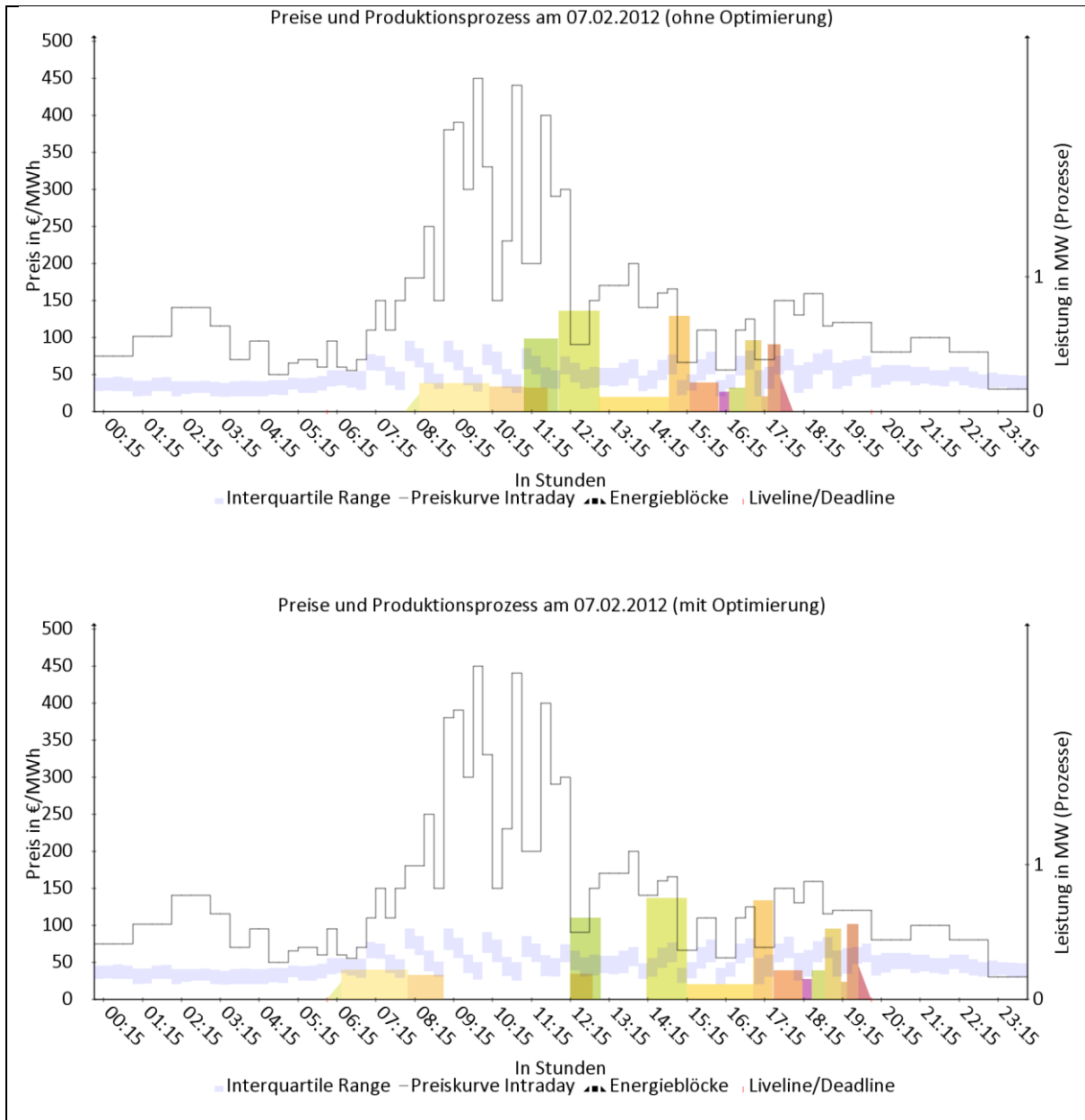


Abbildung 134: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Februar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

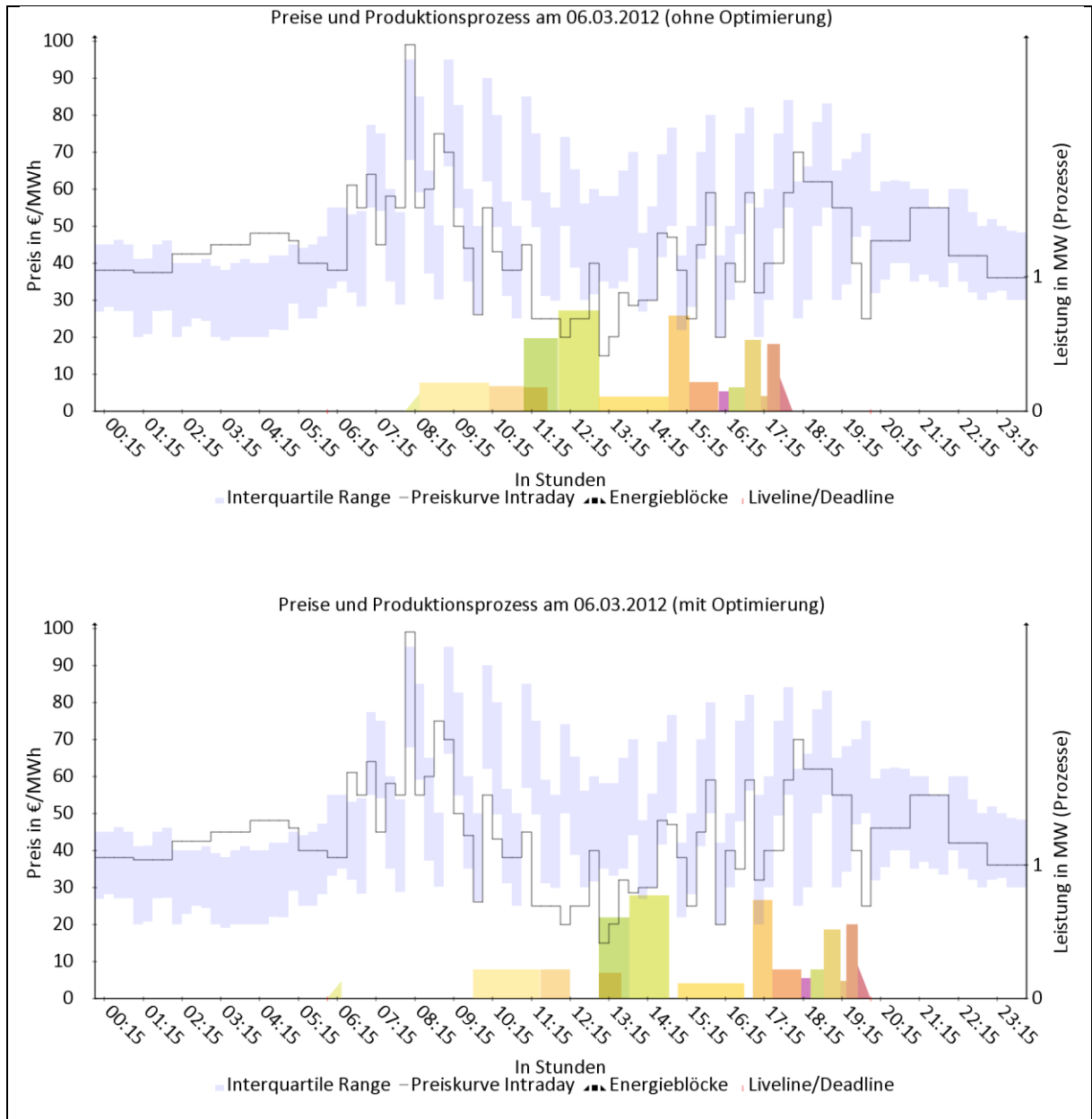


Abbildung 135: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im März ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

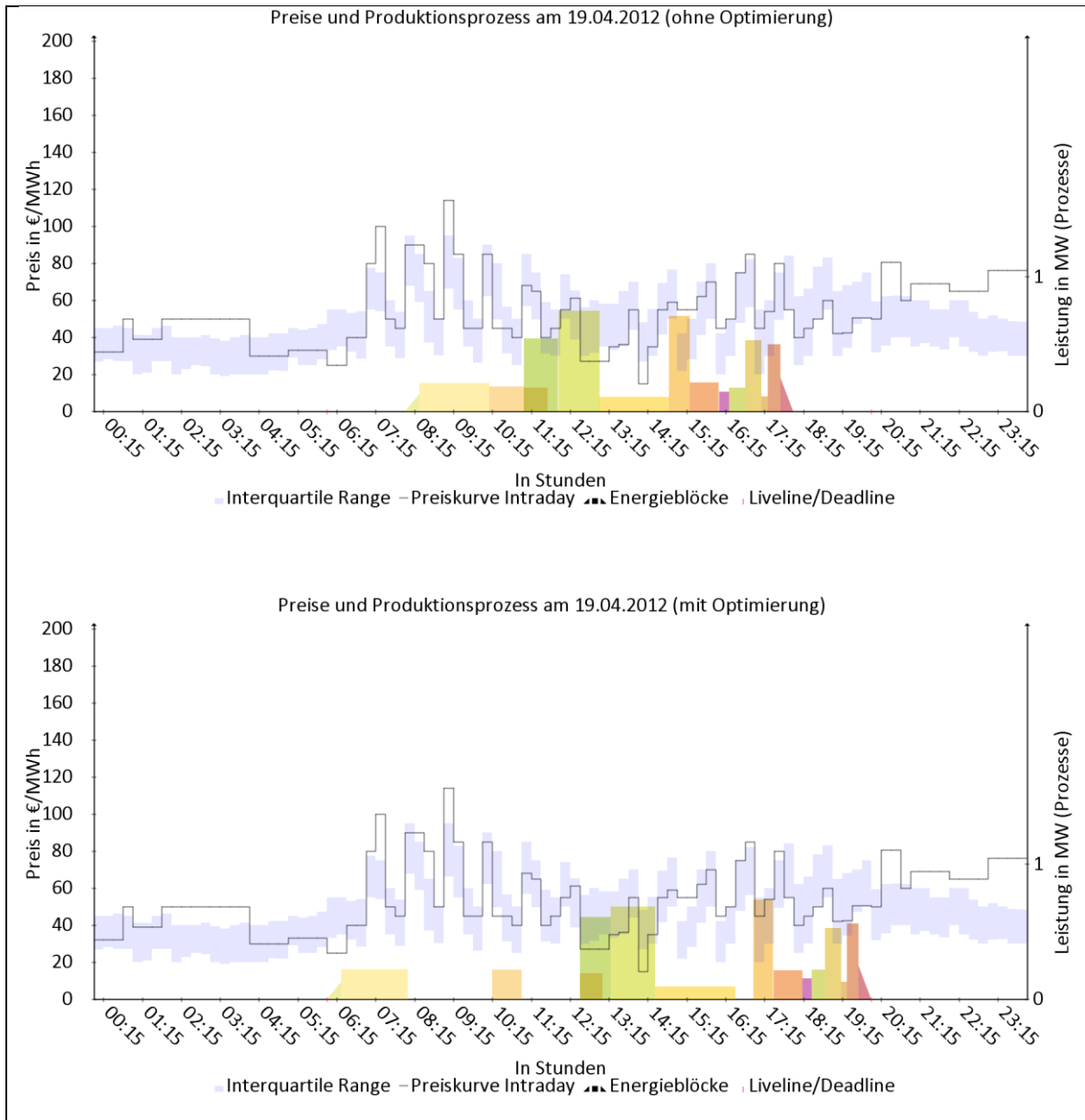


Abbildung 136: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im April ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

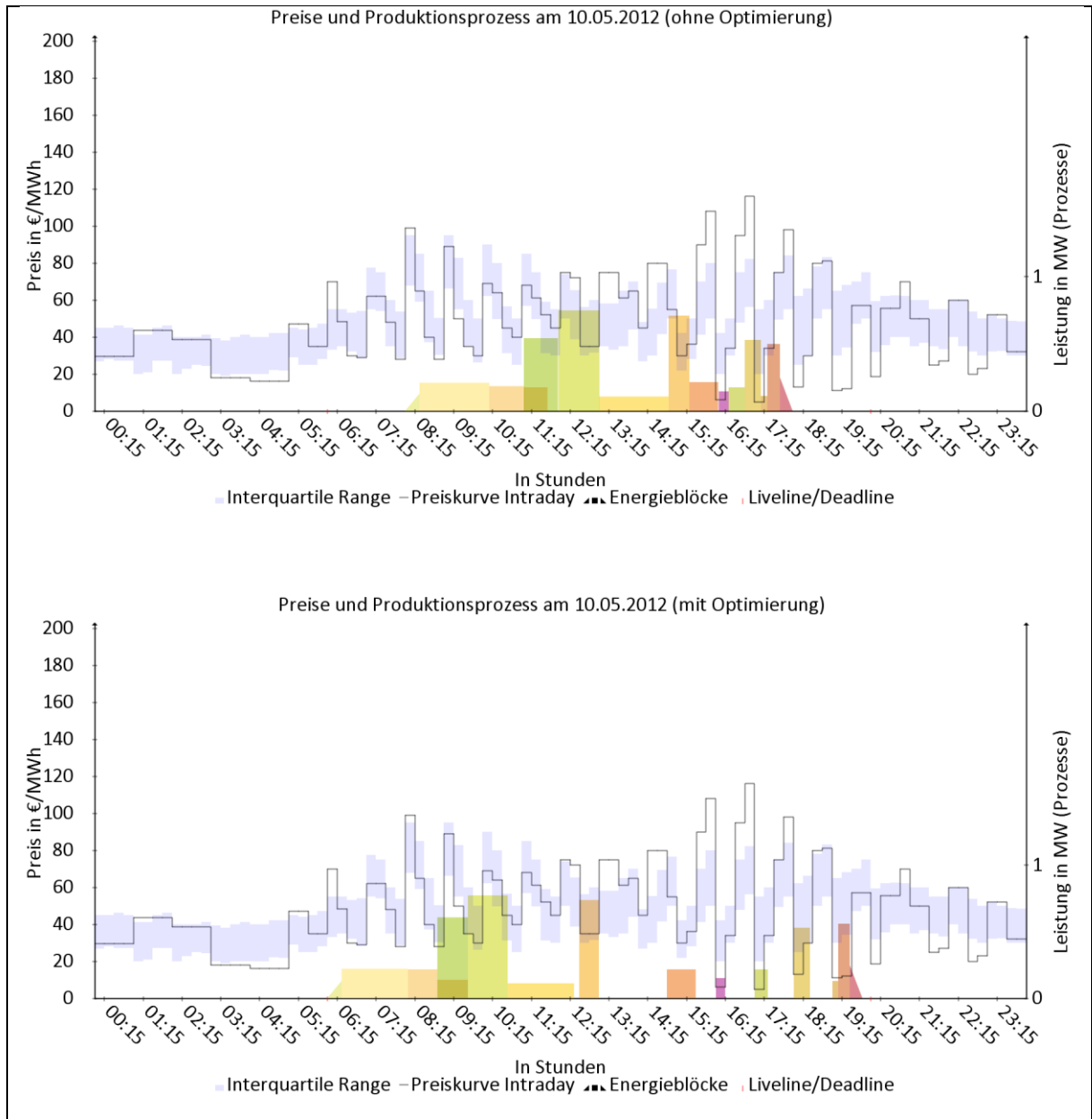


Abbildung 137: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Mai ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

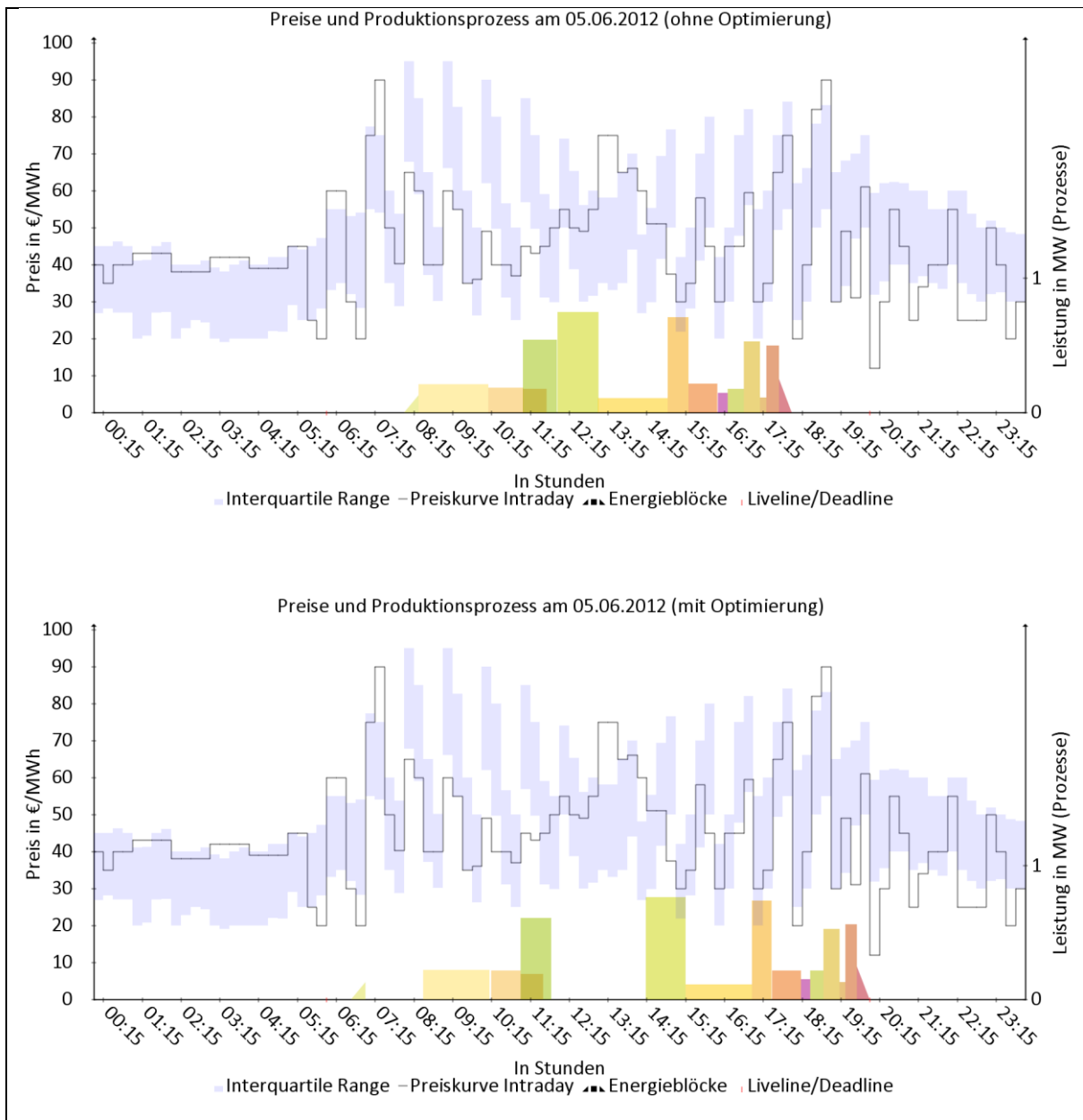


Abbildung 138: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Juni ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

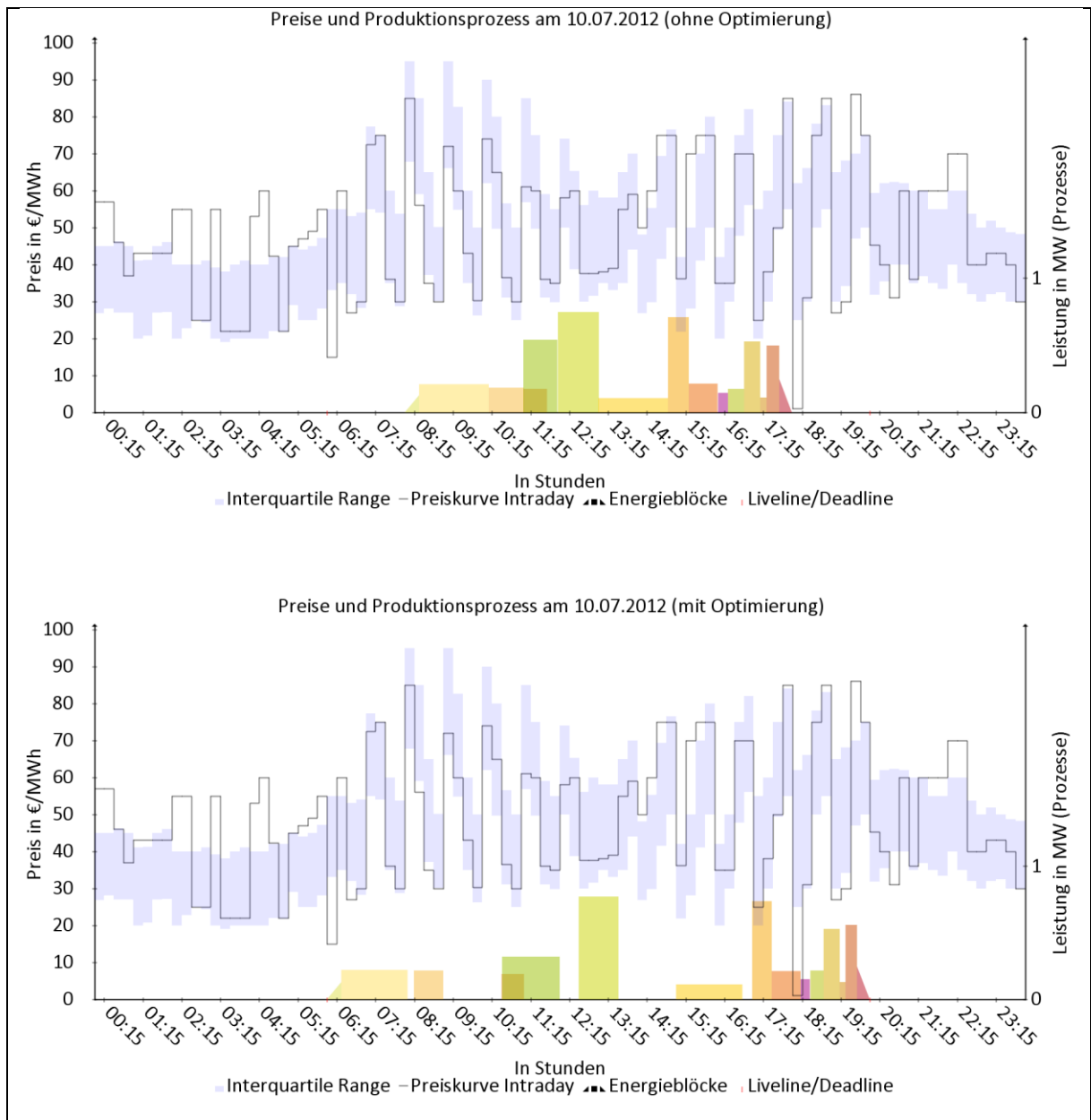


Abbildung 139: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Juli ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

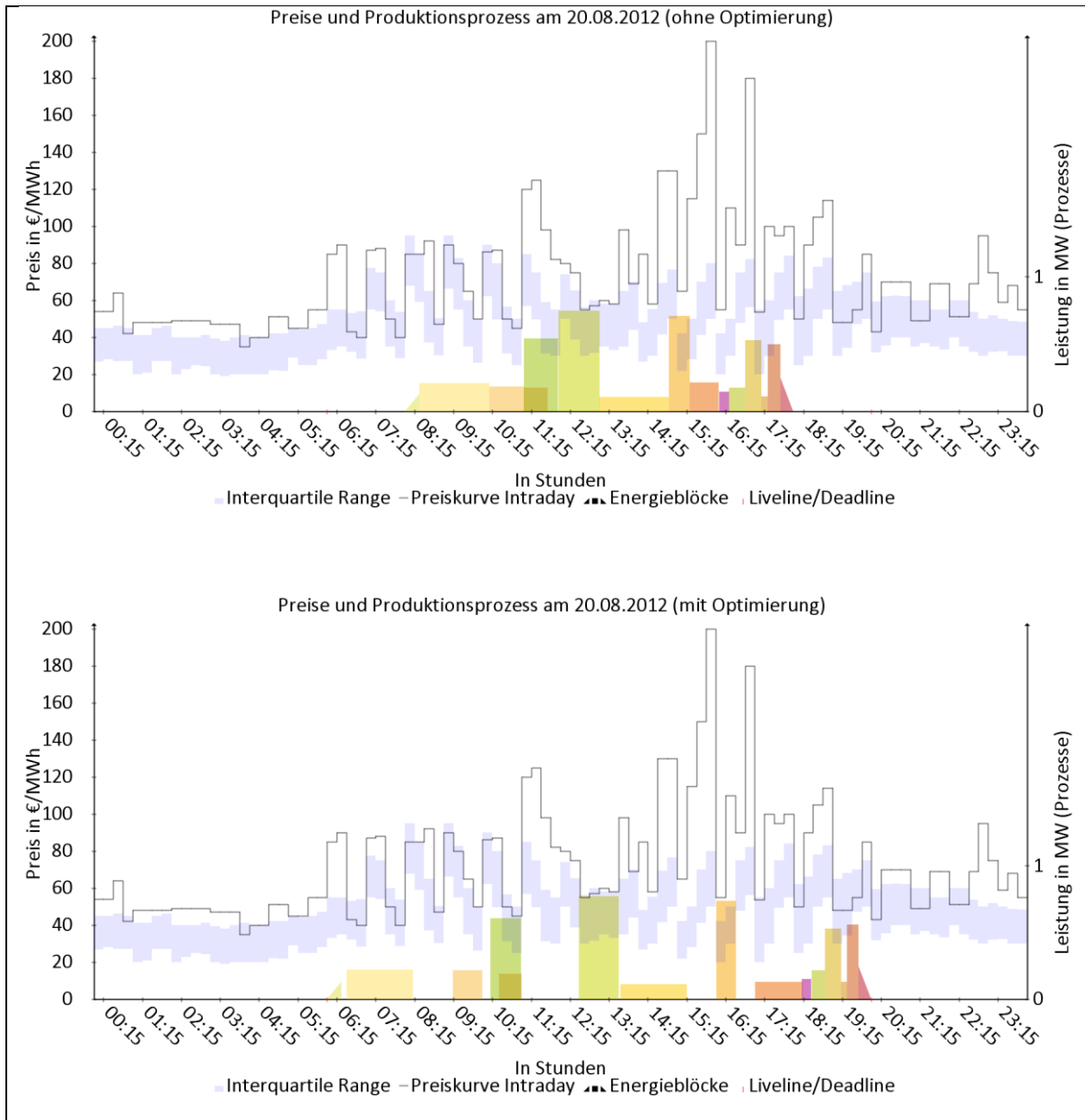


Abbildung 140: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im August ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

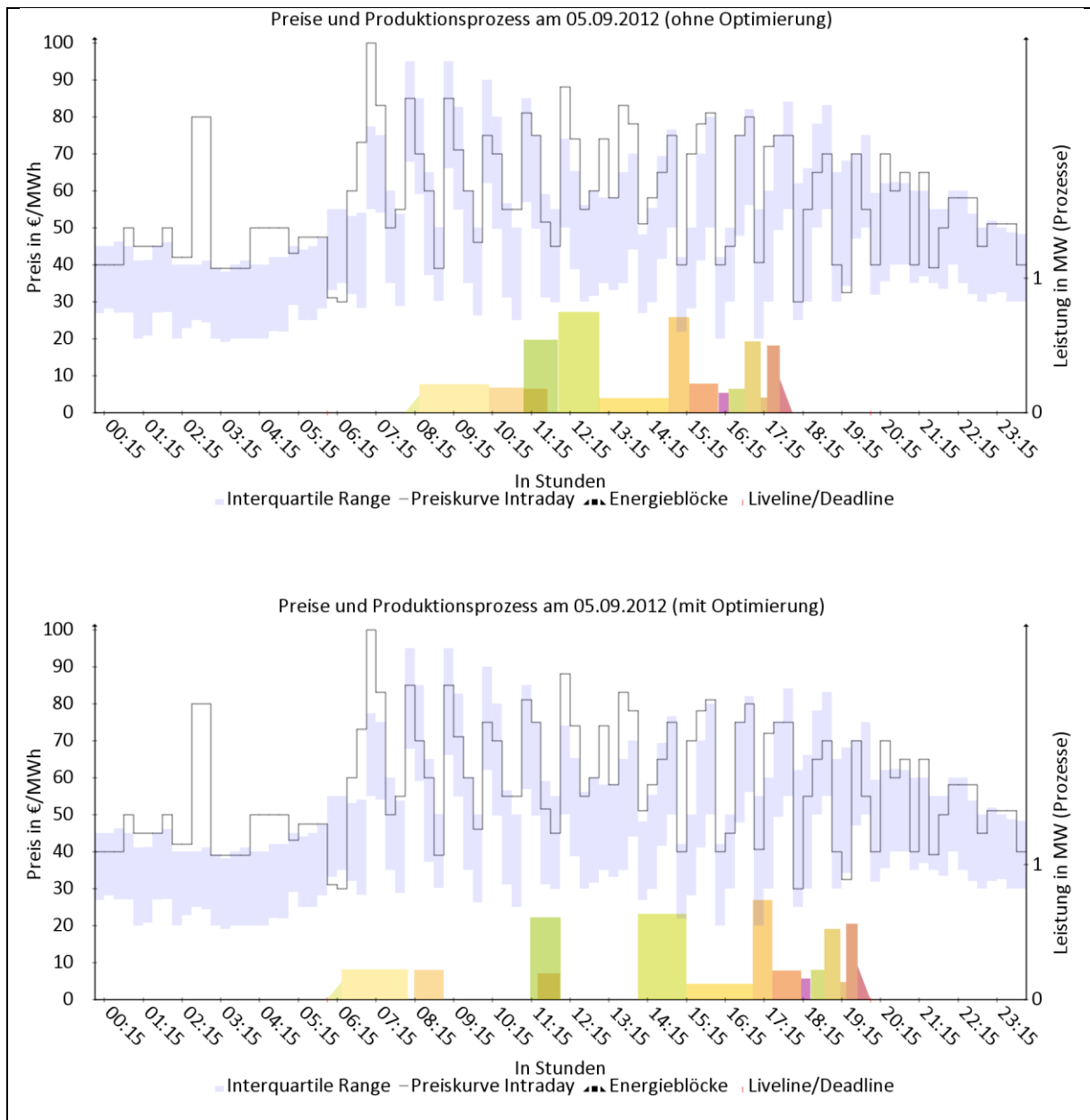


Abbildung 141: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im September ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

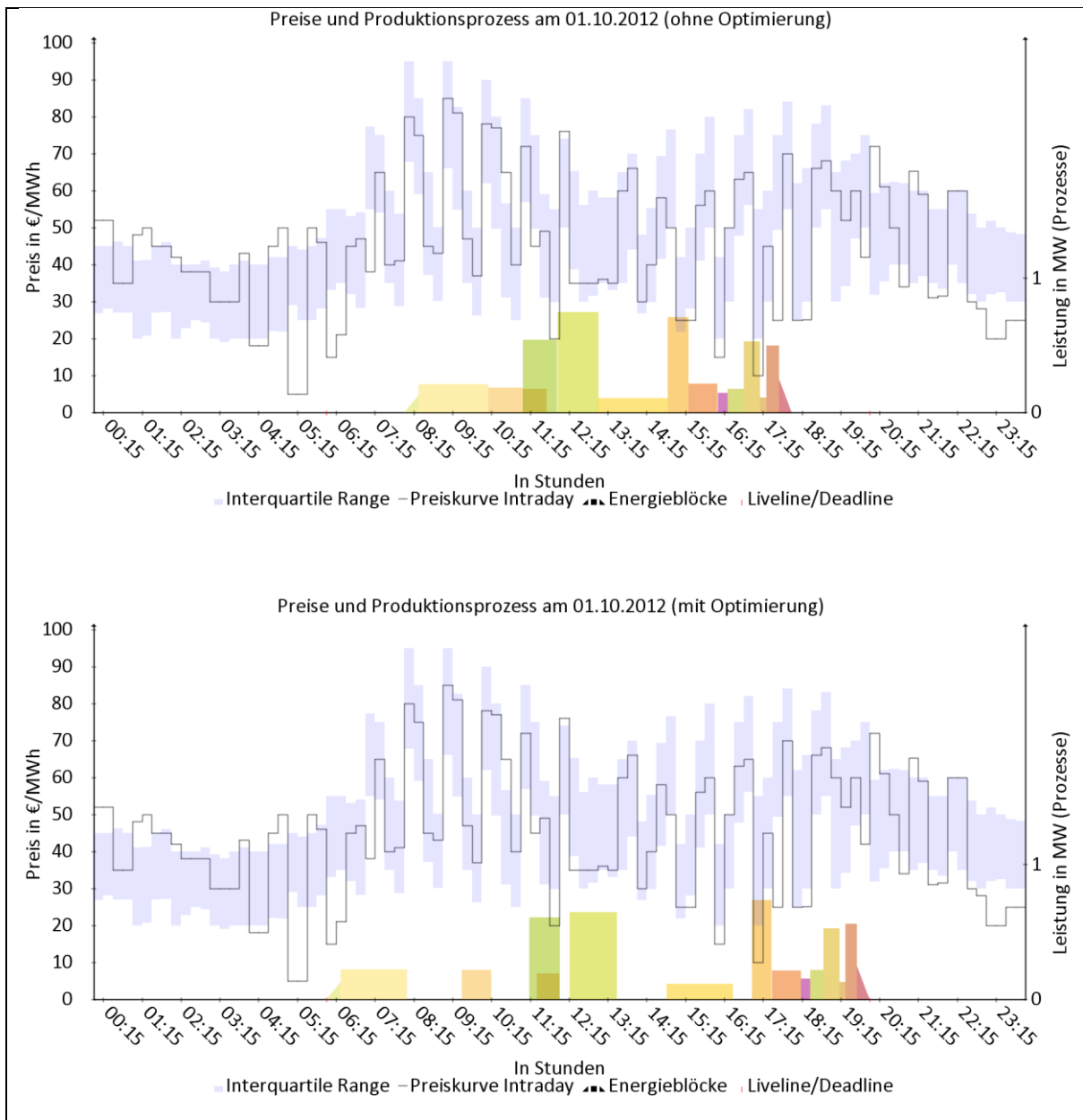


Abbildung 142: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Oktober ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

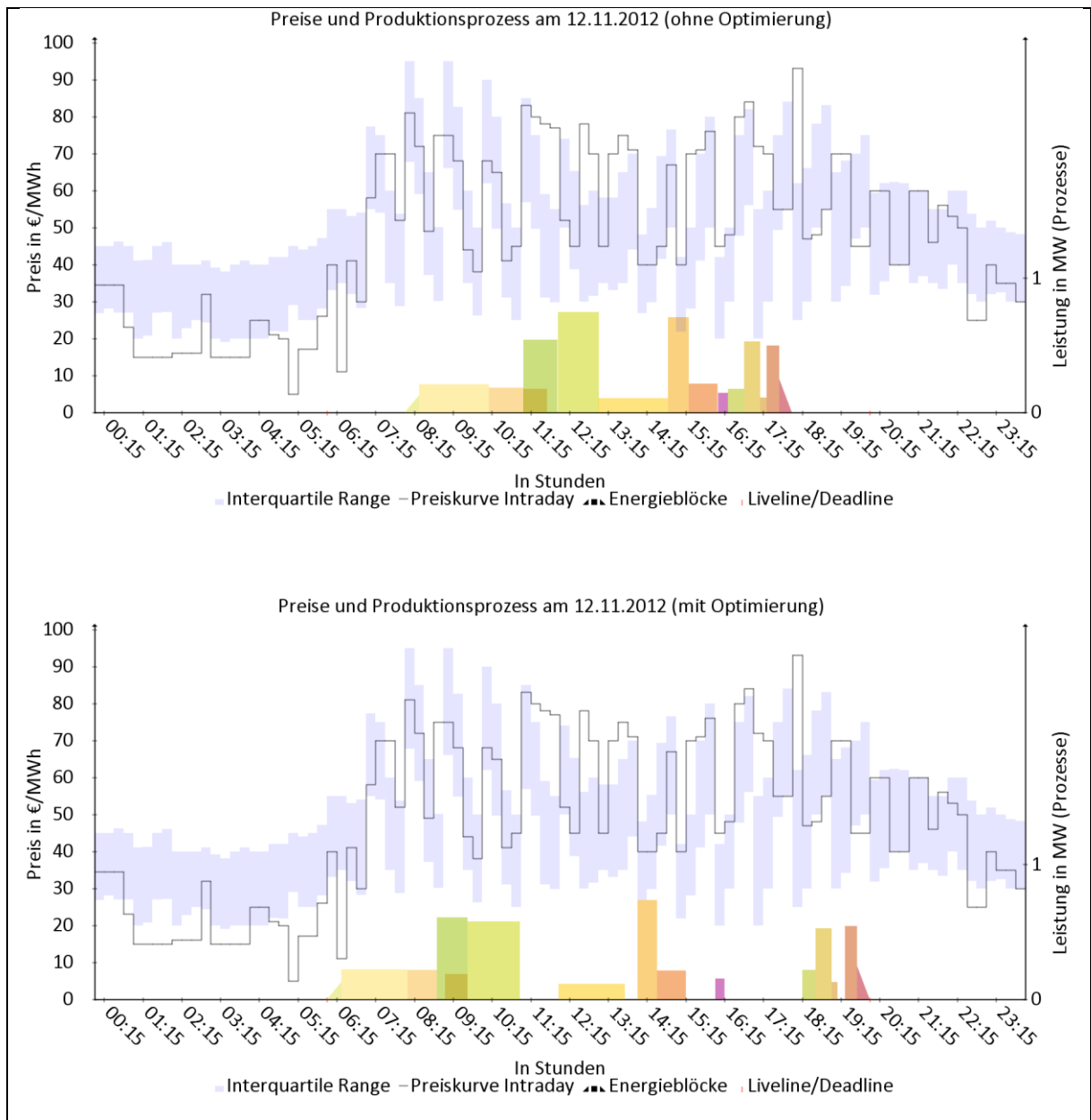


Abbildung 143: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im November ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

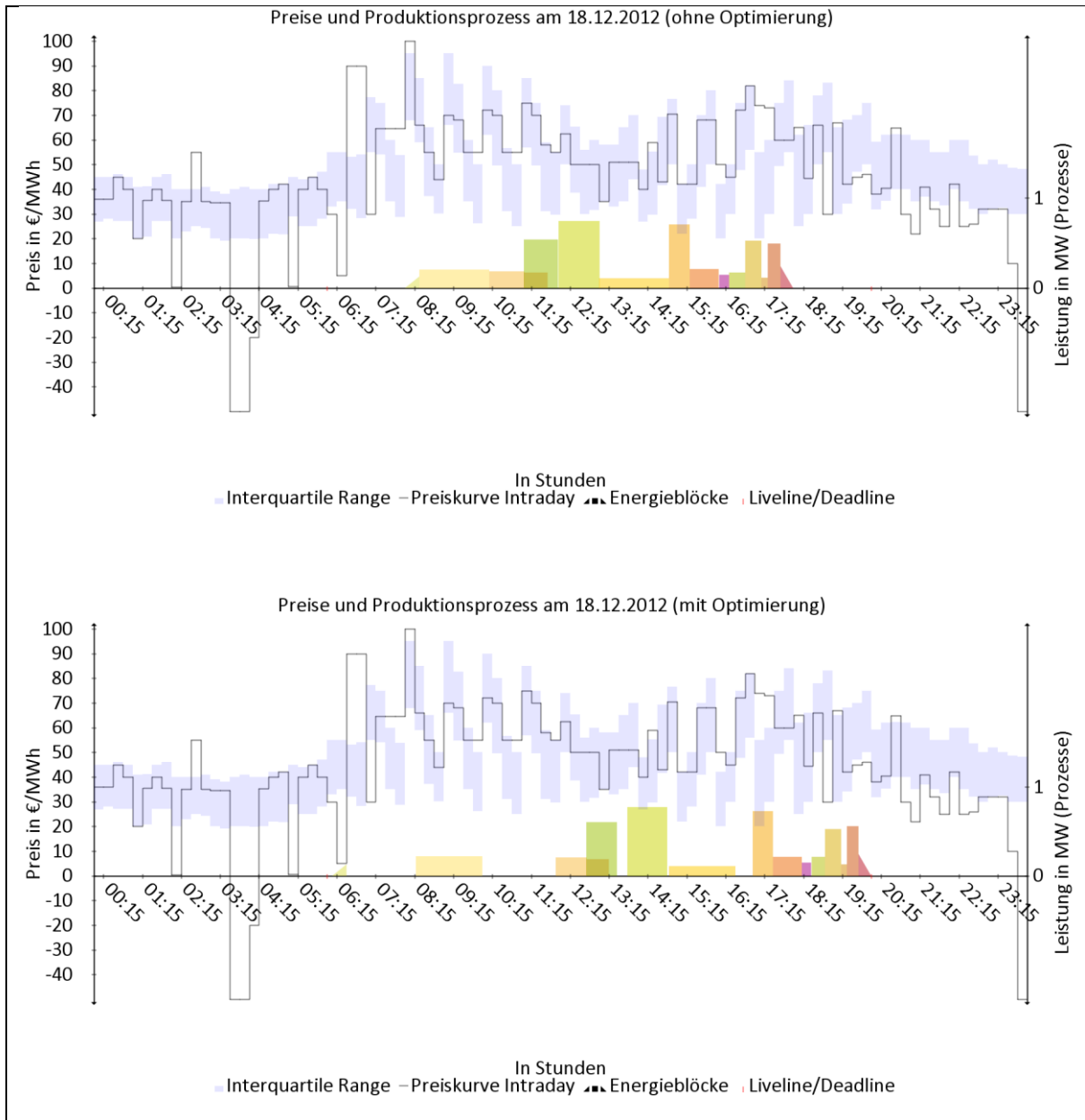


Abbildung 144: Simulationsergebnis (15q) für einen Tag im Dezember ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

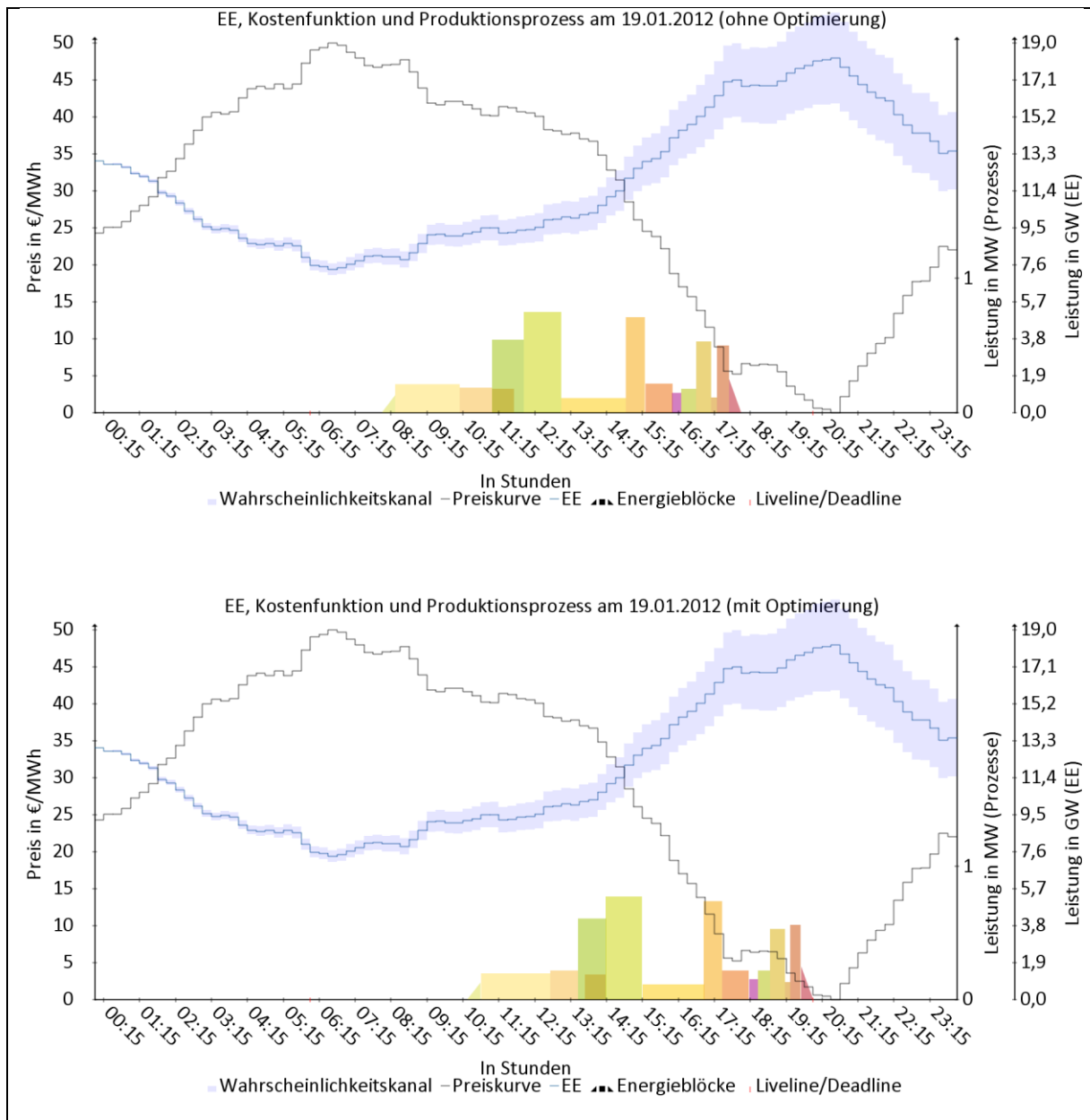


Abbildung 145: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Januar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

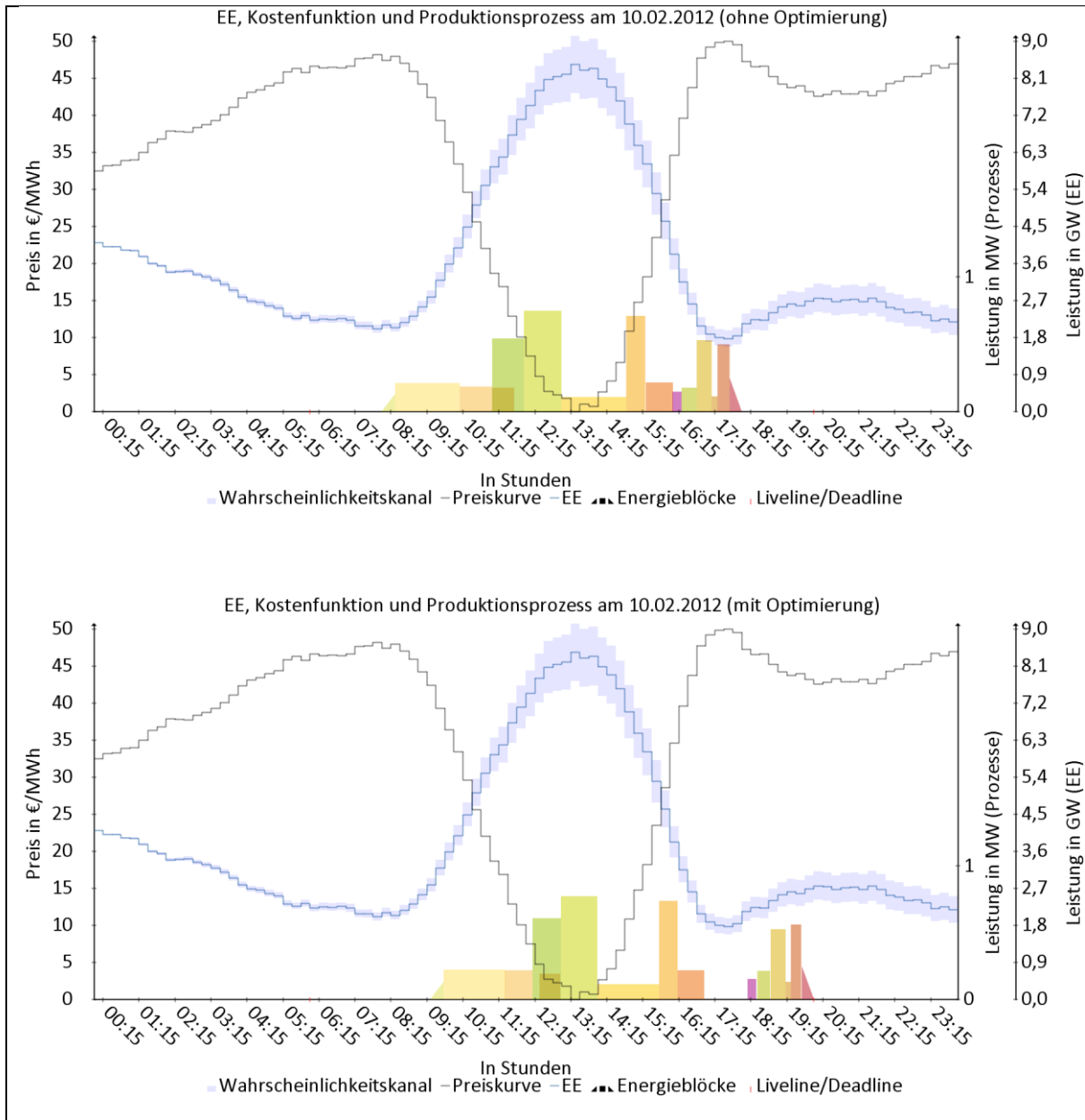


Abbildung 146: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Februar ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

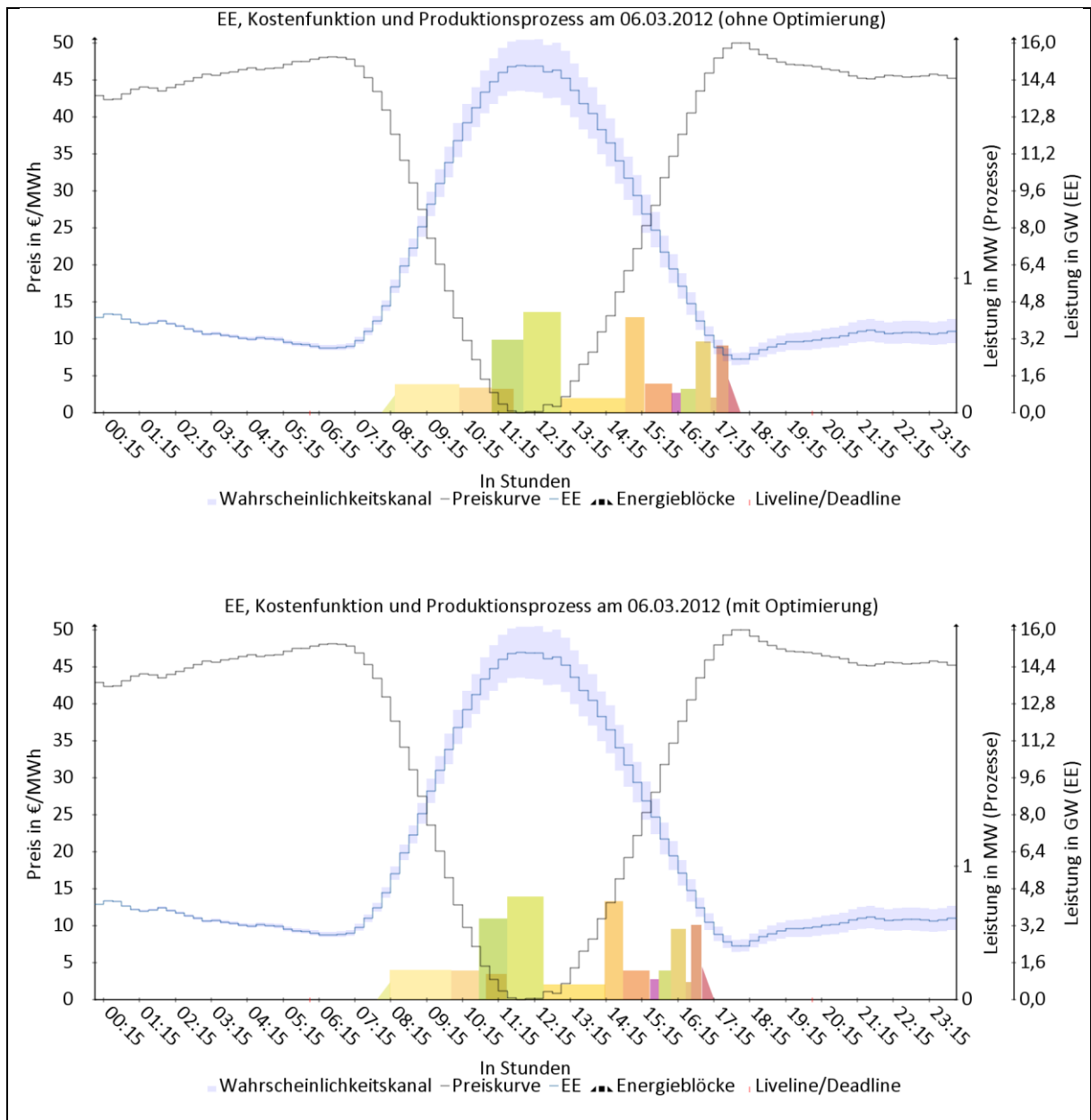


Abbildung 147: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im März ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

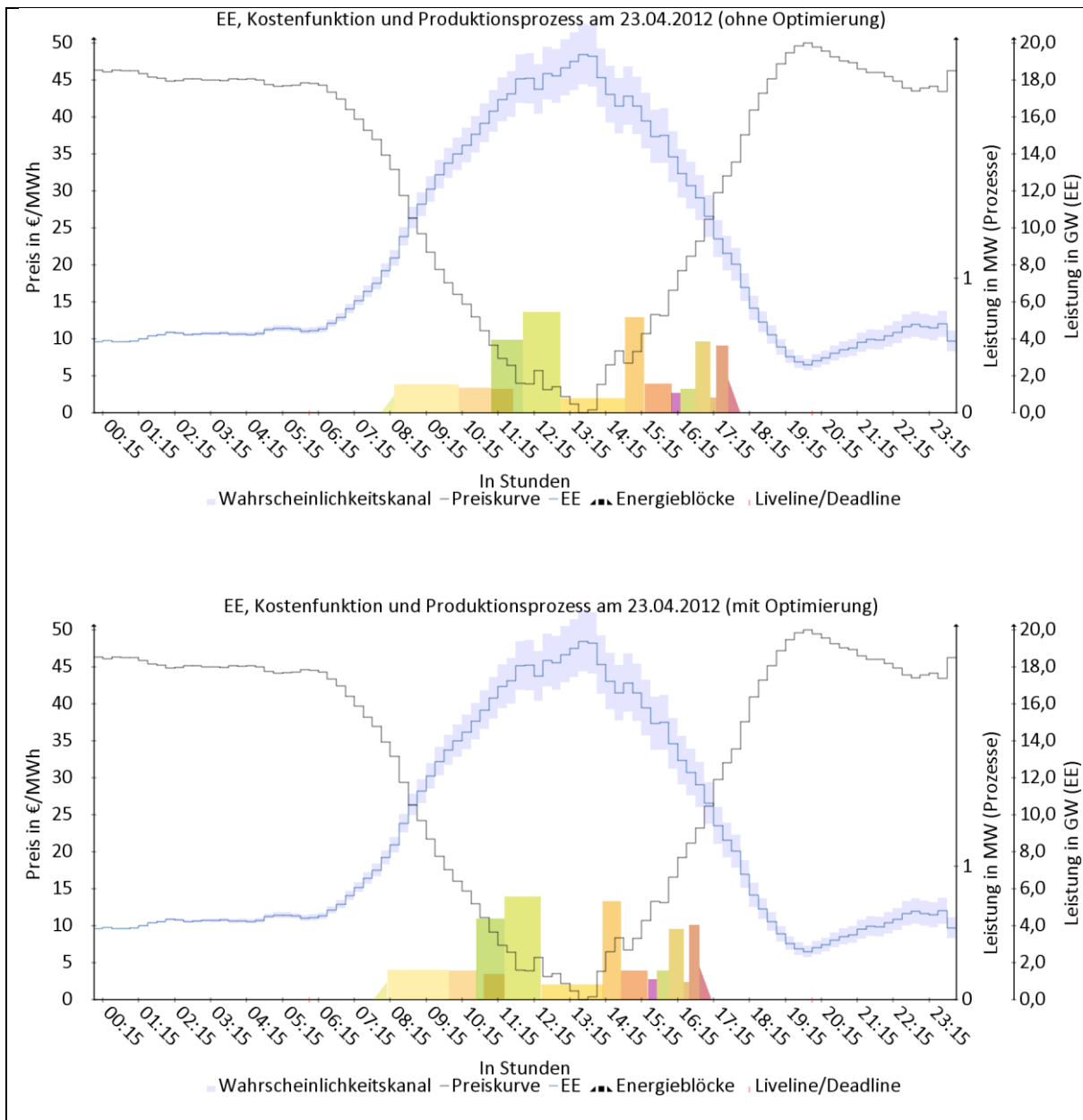


Abbildung 148: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im April ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

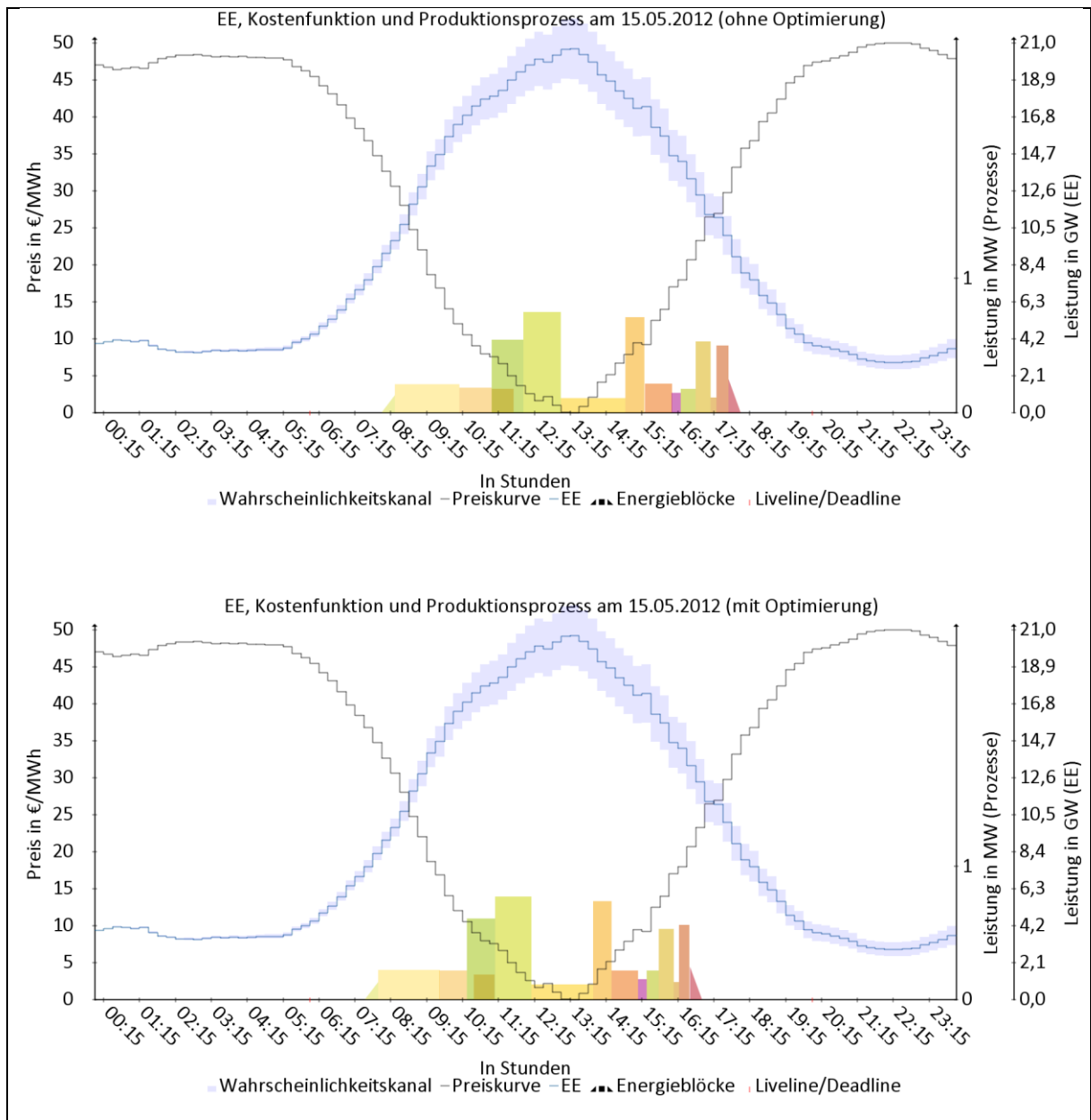


Abbildung 149: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Mai ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

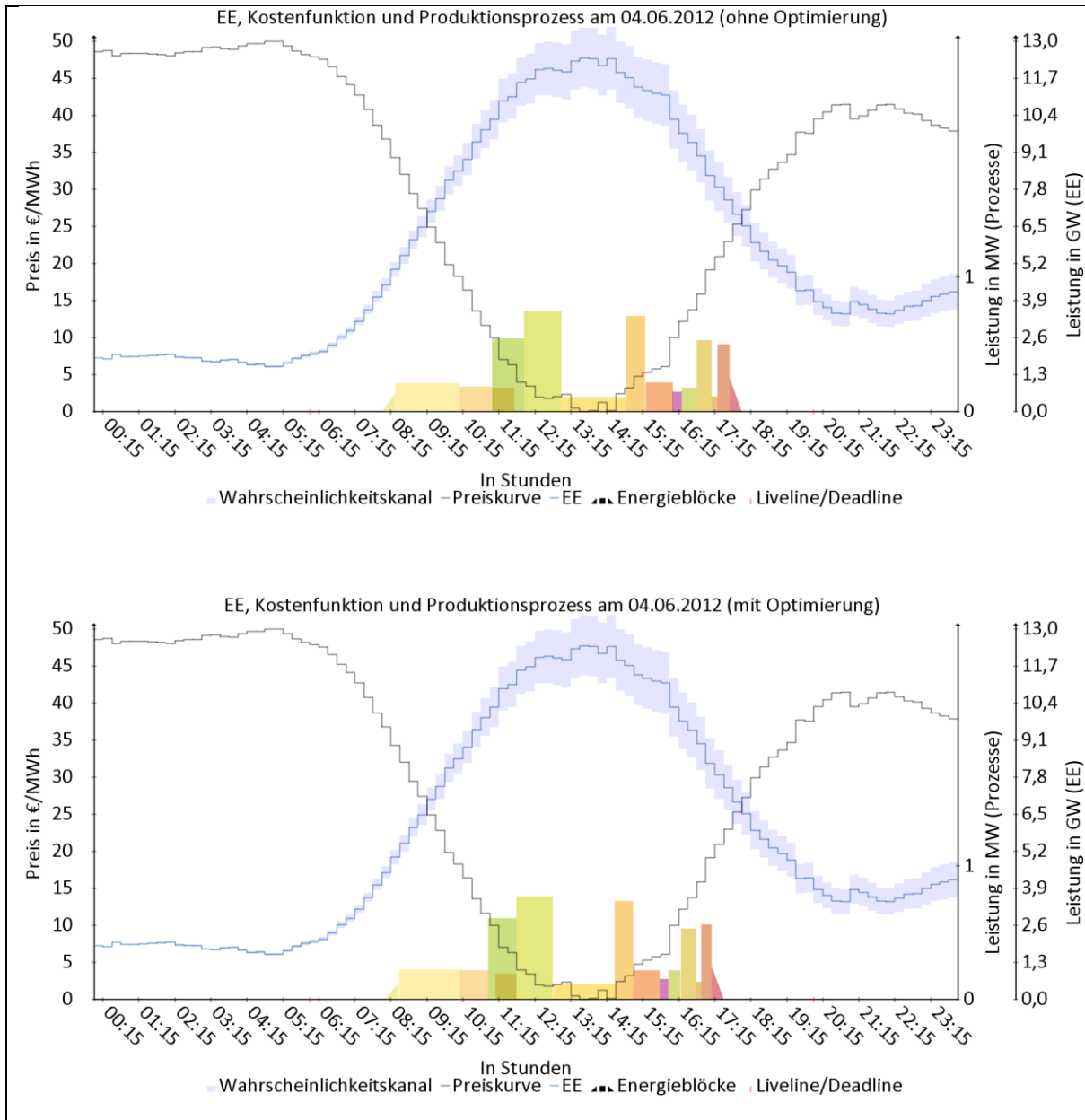


Abbildung 150: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Juni ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

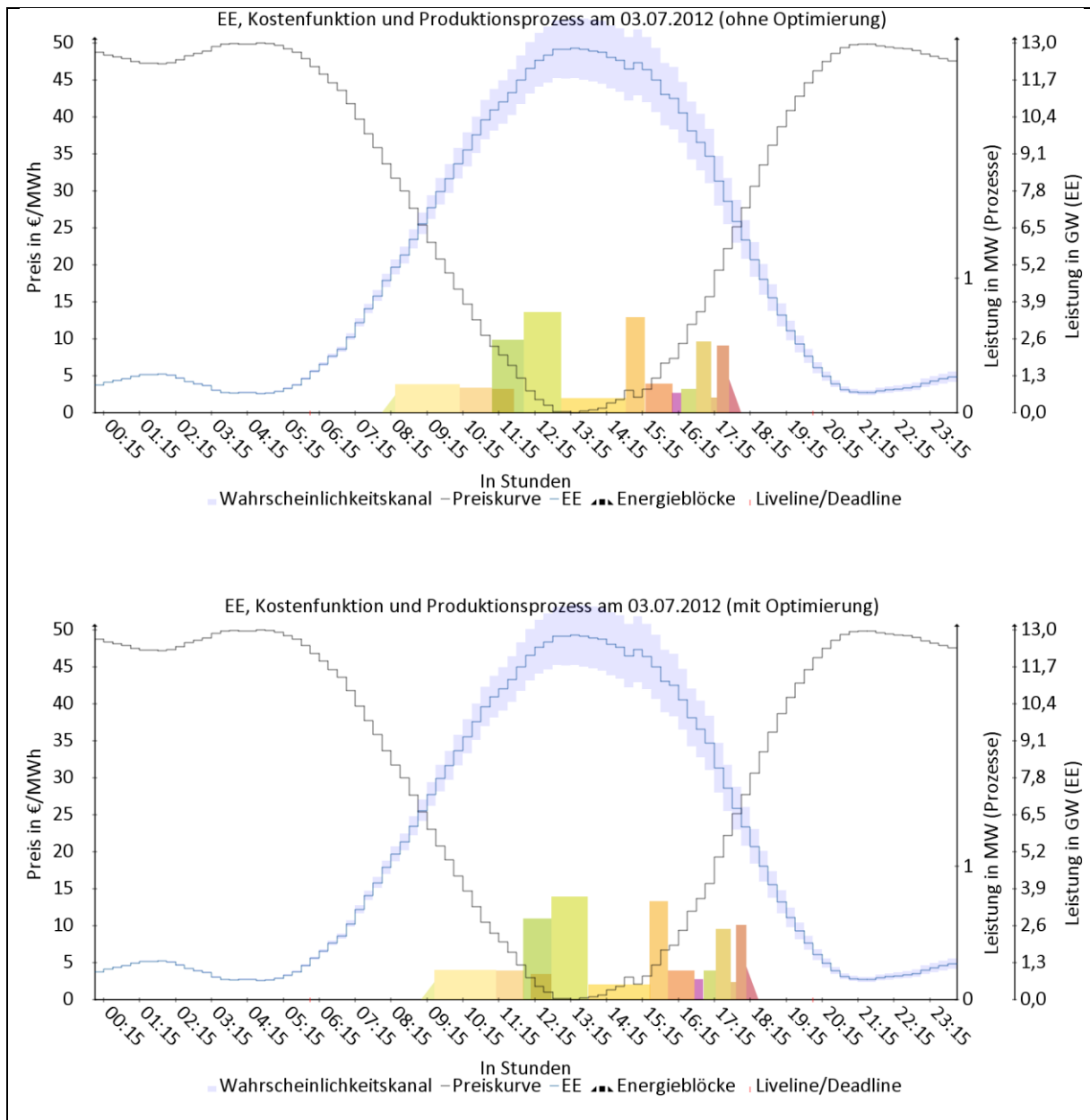


Abbildung 151: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Juli ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

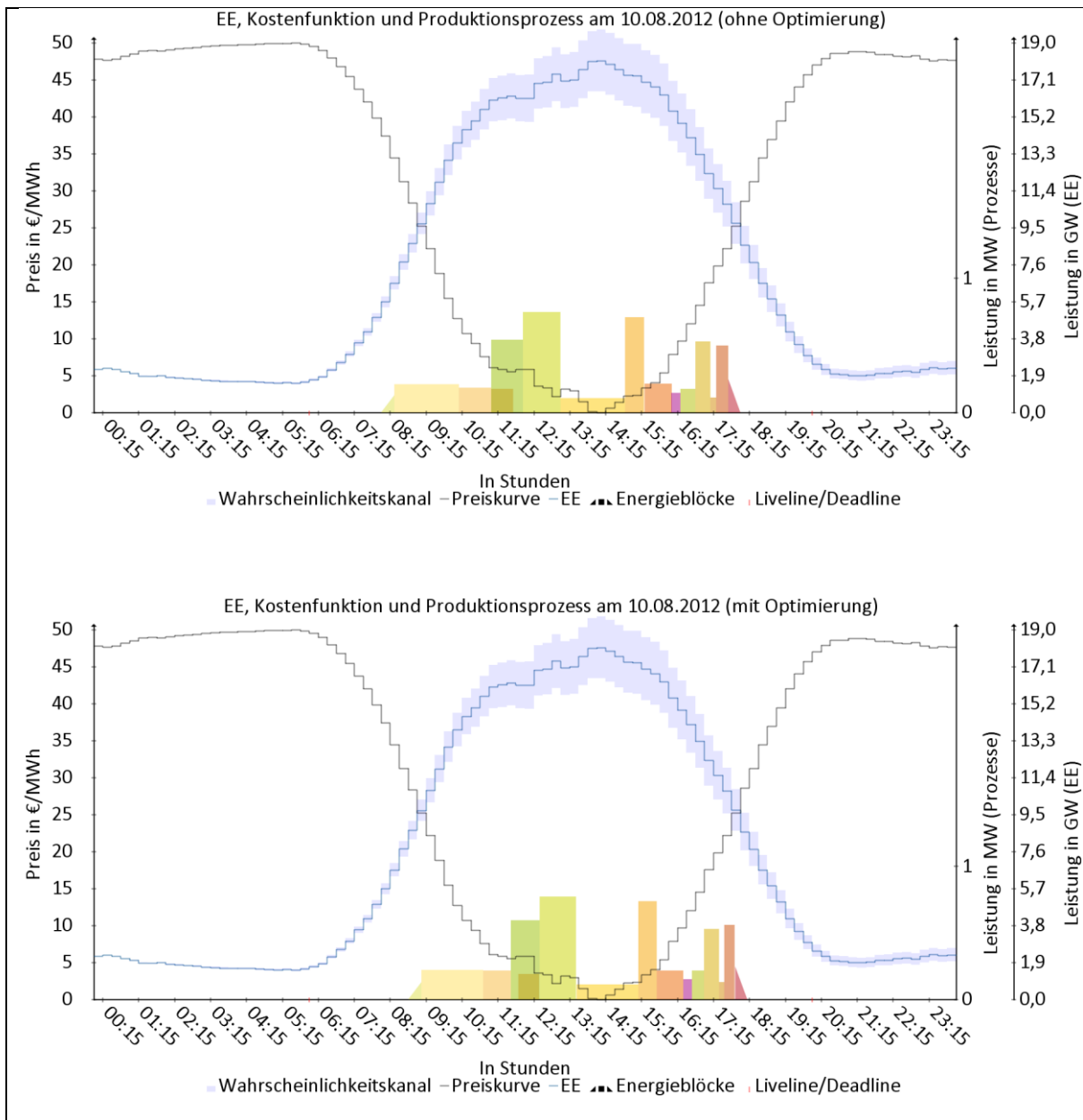


Abbildung 152: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im August ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

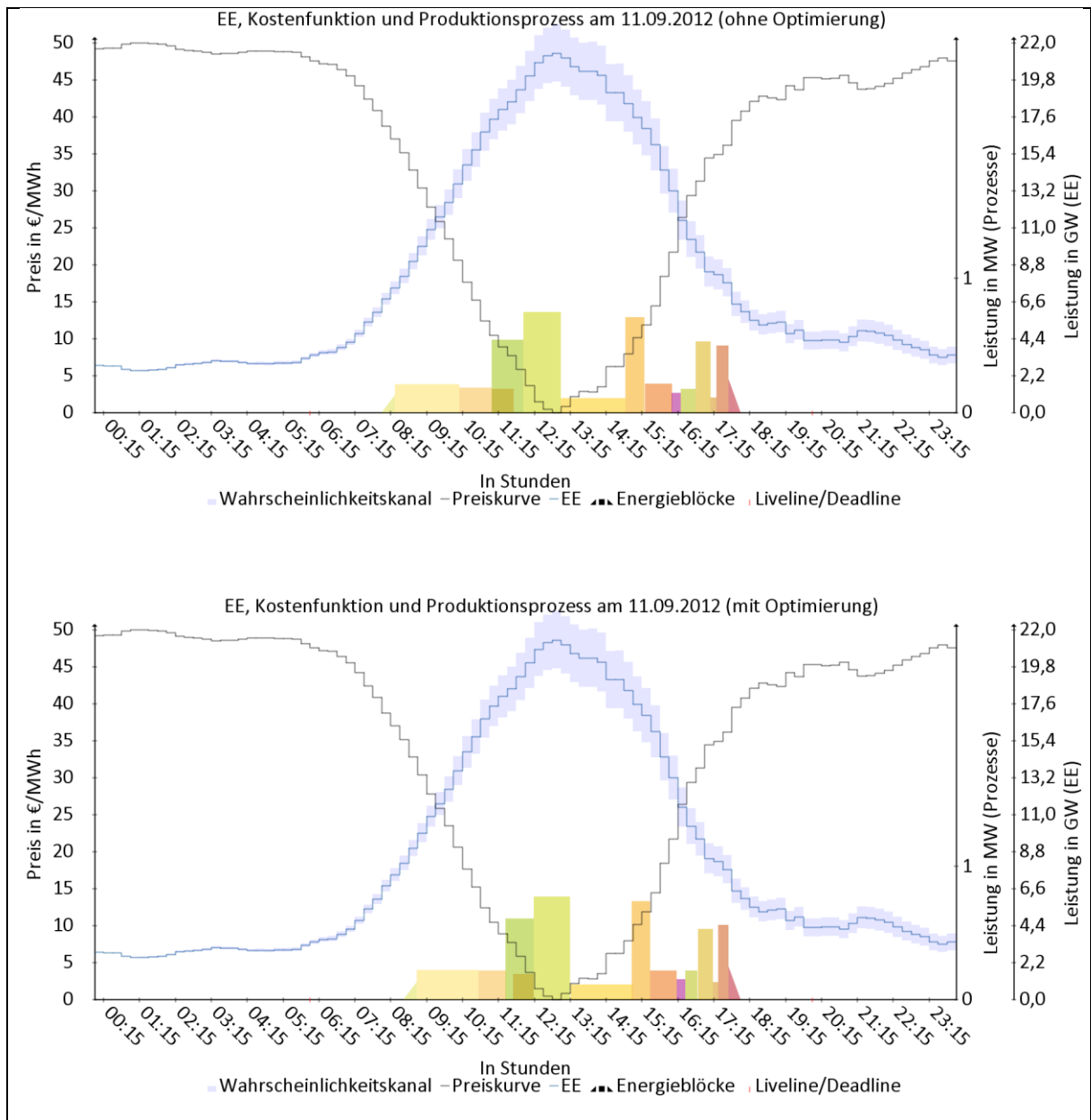


Abbildung 153: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im September ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

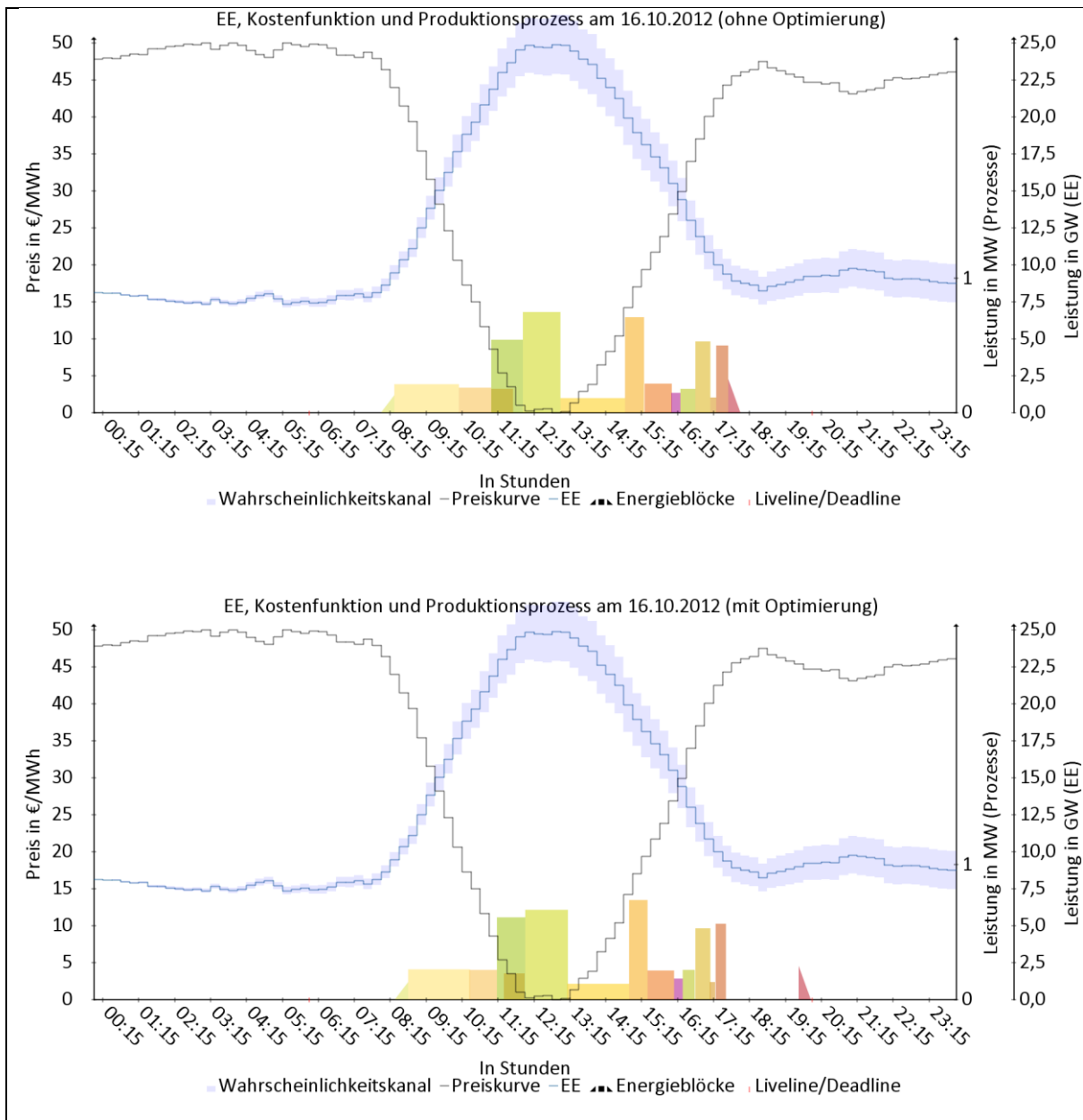


Abbildung 154: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Oktober ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

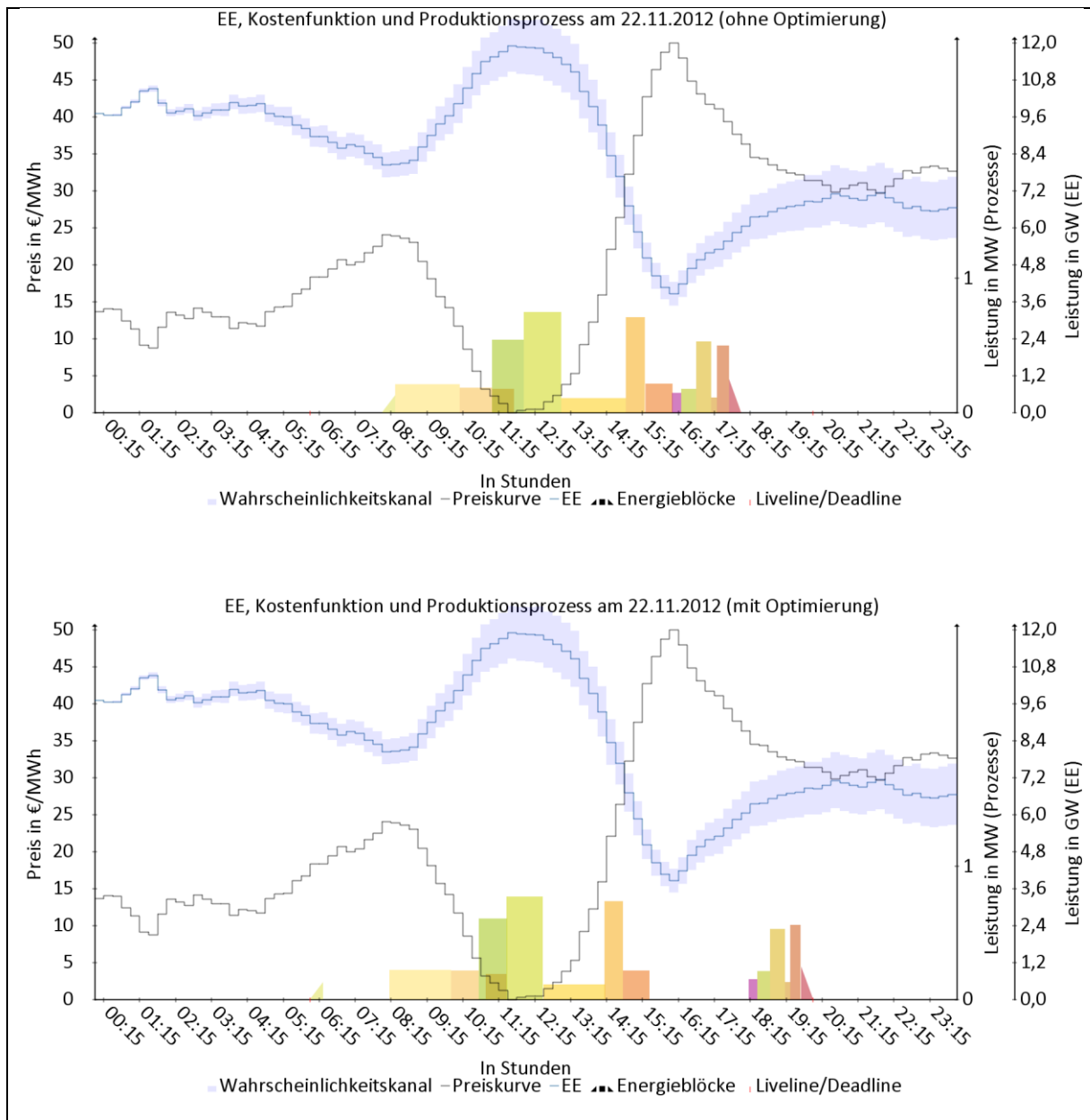


Abbildung 155: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im November ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

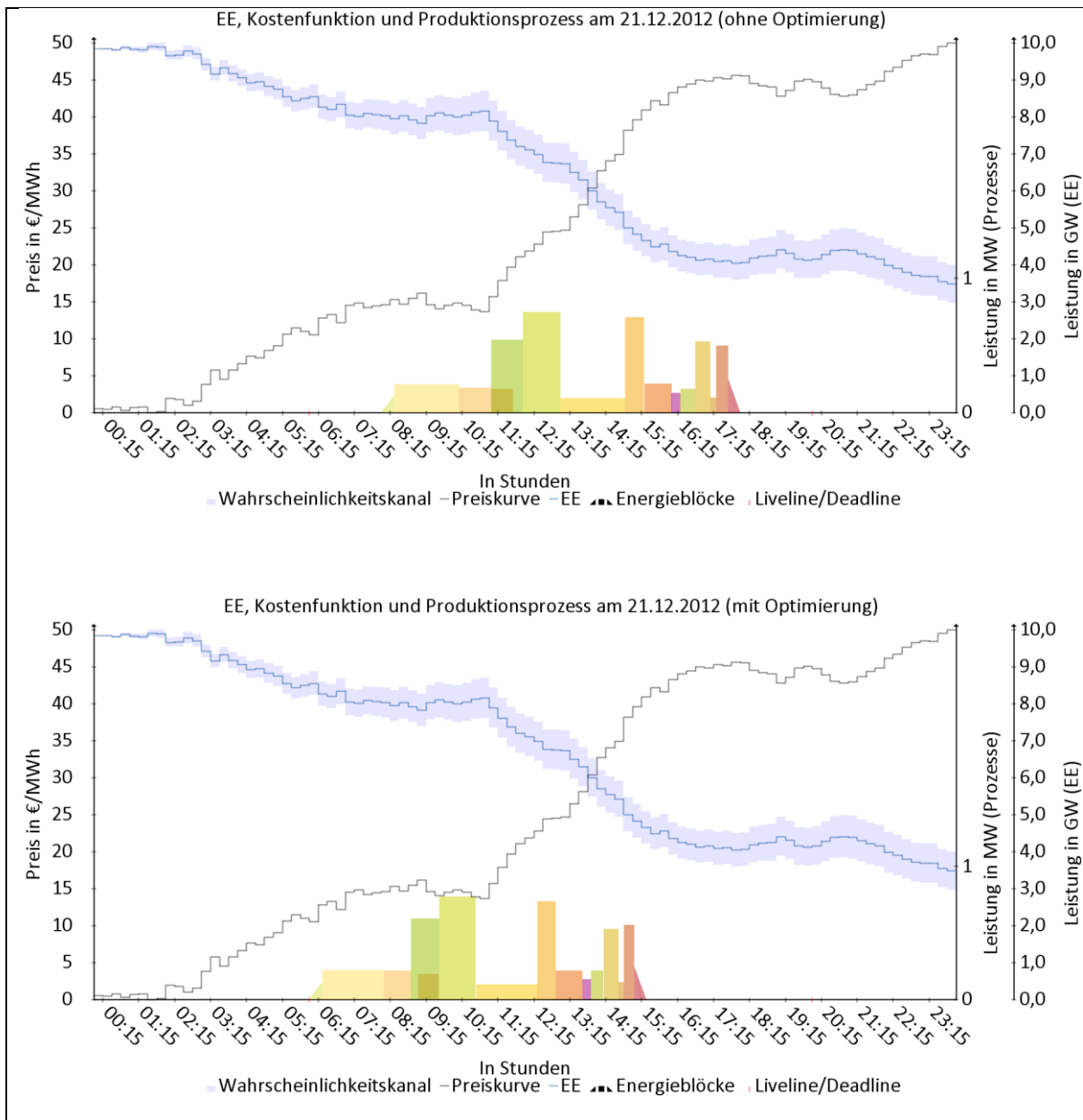


Abbildung 156: Simulationsergebnis (15ee) für einen Tag im Dezember ohne (oben) und mit Optimierung (unten)

Lebenslauf

Alexander von Scheven

Havelstr. 24 64295 Darmstadt +49 173 26 20 659 vonscheven.alexander@gmail.com

Persönliche Daten:

Geburtsdag: 06.03.1980
Geburtsort: Köln
Nationalität: Deutsch
Familienstand: ledig



Bildung und begleitende Tätigkeiten:

Okt. 2002 -
Mär. 2010:

Studium an der Technischen Universität Darmstadt (Darmstadt, Deutschland):

- Abschluss: Diplom-Wirtschaftsingenieur (Elektrotechnik)
- Vertiefung: Elektrische Energiesysteme / Projektmanagement

Wissenschaftliche Arbeiten an der Technischen Universität Darmstadt:

- Methode zur Datenakquise für die energietechnische Evaluation der sechs Modellregionen des Technologieprogramms „E-Energy“
- Determinanten der Energienachfrage privater Haushalte aus mikroökonomischer Sichtweise
- Potentialanalyse regenerativer Energien basierend auf persönlicher Datenerhebung im Landkreis Groß-Gerau (Hessen)

13. FedEx International Logistics Case Competition 2009 (Fayetteville, USA):

- Analyse einer realen Business-Situation und Lösungserarbeitung mit anschließender Präsentation in englischer Sprache
- Anwendung von fachlichen und präsentationstechnischen Fähigkeiten unter hohem zeitlichem Druck (24 Stunden)

Wissenschaftliche Hilfskraft am Fachgebiet Regenerative Energien, Technische Universität Darmstadt (Darmstadt, Deutschland):

- Inhalt: Datenerhebung und -auswertung laufender Forschungsprojekte, Recherchearbeit zum „E-Energy“-Projekt, Überarbeitung von Vorlesungsfolien und Skripten (Teilzeit 15h/Woche)

Praktikum Biokraftwerke Wolf GmbH (Münzenberg, Deutschland):

- Inhalt: Planung und Kalkulation von Solaranlagen (Teilzeit 15h/Woche)

Auslandspraktikum Reliance Worldwide Pty. Ltd. (Brisbane, Australien):

- Inhalt: Optimierung von Arbeitsvorgängen in Entwicklung und Produktdesign

Jul. 2000 -
Mär. 2001:

Wehrdienst: Stammdienststelle der Luftwaffe (Köln),
Urkunde: Förmliche Anerkennung, Deutsches Sportabzeichen

Jun. 2000:

Abitur: Dreikönigsgymnasium (Köln)

Berufliche Erfahrungen:


- Feb. 2011 -
Feb. 2013
- Mitarbeiter der in.power GmbH im Rahmen des Kooperationsvertrags mit der Technischen Universität Darmstadt (Mainz, Deutschland):**
- Zertifizierter Händler für Strom, Gas und Emissionsrechten am Spot- und Terminmarkt, Analyse des Preisbildungsalgorithmus und Regelenergiemarkts
- Apr. 2010 -
Mai 2015:
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter/Doktorand am Fachgebiet Regenerative Energien, Prof. Hartkopf, Technische Universität Darmstadt (Darmstadt, Deutschland):**
- *Forschung:* Energietechnische Evaluation des „E-Energy“-BMW-Projekts (Smart Grids), Organisation von Arbeitsprozessen im politischen Umfeld
 - *Lehre:* Betreuung der Vorlesung „Windkraftanlagen“, Leitung des Projektseminars „Windparkplanung“ und Betreuung von wissenschaftlichen Kooperationsarbeiten mit Partnern aus Industrie und Wirtschaft
 - *Vorträge, Veröffentlichungen und Teilnahme (Auswahl):*
 - *Vortrag/Veröffentlichung:* „Lastmanagementpotenziale zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix“ (Nov. 2012, VDE Smart Grid-Kongress)
 - *Leitung:* VDE Task Force „RegioFlex“ und Teilnahme: „Demand Side Integration“ (2012, Leitung: Prof. Styczynski)
- Jul. 2002 -
Okt. 2002:
- Praktikum Knipex-Werk C. Gustav Putsch (Wuppertal, Deutschland):**
- Inhalt: Tätigkeiten in der Qualitätskontrolle, in der Produktion, im Marketing und in Forschung & Entwicklung
- Dez. 2001 -
Jan. 2002:
- Auslandspraktikum Keith Needham Pty. Ltd. (Melbourne, Australien):**
- Inhalt: Assistent bei der Planung und Installation von elektrischen Schaltkreisen (Gebäudetechnik)
- Apr. 2001 -
Jun. 2001:
- Auslandspraktikum Jarvis Martin Pty. Ltd. (Melbourne, Australien):**
- Inhalt: Tätigkeiten in der Produktion

Fähigkeiten und Freizeit:

- Computerkenntnisse: MS Power Point (excellent), MS Excel, MS Word (sehr gut), MATLAB, Auto Inventor 11, Photoshop, Exavo Survey Studio und Java (Grundkenntnisse)
- Sprachen: **Deutsch** (Muttersprache)
Englisch (verhandlungssicher) Auslandsaufenthalt Australien 2001 - 2002
Spanisch (Grundkenntnisse)
- Sport: **Aktiver Hockeyspieler seit 1984 (Köln, Melbourne, Rüsselsheim, Mannheim):**
Erfolge: Deutscher Meister 2010 und Europapokalsieger 2011
Letzter Verein: Mannheimer Hockey Club 1907 e.V. (1. Bundesliga)
- Hockey-Trainer (Köln, Darmstadt):**
Entwicklung eines Teams, Identifikationsförderung, Integration junger Spieler
Erfolge: Zweifacher Aufstieg (TEC Darmstadt)
- Hobby: **Golf** (HCP 33; Platzreife Juli 2012), **Skifahren, Musik**

Köln, den 12.04.2015

Ort und Datum



Alexander von Scheven

Ende des Dokuments